

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Estudo do Projeto Elétrico de uma Subestação Elevadora

Jorge Pedro Lourenço Gonçalves

VERSÃO FINAL

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Ramo de Energia

Orientador: Professor Doutor António Carlos Sepúlveda Machado e Moura
Co-orientador: Eng. Edgar Arieira

25/06/2017

Resumo

A rede elétrica de energia é uma infraestrutura de enorme complexidade, com manutenção, supervisão e funcionamento muito exigentes. Neste contexto, as subestações elétricas são essenciais para monitorizar os parâmetros da rede e para alterar os níveis de tensão de forma a diminuir as perdas no transporte de energia e os custos de investimento.

O presente trabalho disserta sobre o estudo do projeto elétrico de uma subestação, direcionando-se para o caso da subestação elevadora de Flamenco, situada no Peru, com uma razão de transformação de 220/33 kV que liga um parque eólico de 132,3MW à rede elétrica. A *CJR Renewables* fez parte do desenvolvimento do projeto, realizando a revisão de engenharia, para assegurar o cumprimento técnico, e intermediando o contacto com o cliente para assegurar o cumprimento com os seus requisitos.

A dissertação apresenta uma base teórica de contextualização ao desenvolvimento do projeto da subestação. São caracterizados as classificações das várias subestações existentes e suas particularidades, o equipamento constituinte da instalação, a topologia dos barramentos e o sistema de proteção. De seguida, será explanada a metodologia utilizada no projeto, tendo por base um conjunto de normas referenciadas. O dimensionamento realizado terá sempre em conta o regime permanente e a ocorrência de um curto-circuito. Os condutores terão de respeitar certas condições impostas pelas normas. Serão realizados cálculos da rede de terra para assegurar a proteção dos equipamentos e do pessoal da subestação, e da rede de terra aérea para proteger os equipamentos do pátio exterior de aparelhagem e o edifício de comando e controlo. Também será feito o dimensionamento dos transformadores de medida e o estudo de coordenação do isolamento que irá verificar se o isolamento utilizado cumpre com as sobretensões máximas verificadas.

De seguida, na lógica dos cálculos justificativos, vão-se apresentar os equipamentos do parque exterior de aparelhagem e do edifício de comando. Seguidamente, caracterizam-se os diagramas unifilares, concluindo o projeto elétrico com a apresentação do *layout* elétrico da subestação.

Palavras-Chave: Subestação Elevadora, Projeto Elétrico, Níveis de Tensão, Dimensionamento, Adequação de Equipamentos, Isolamento, Diagramas Unifilares, Redes de Terra, Peru.

Abstract

The electric power grid is an infrastructure of enormous complexity, with very demanding maintenance, supervision and operation. In this context, the electric power substations are essential to monitor network parameters and to change voltage levels in order to decrease losses in energy transmission.

The present work develops the studying of the electrical design of a substation, focusing on the case study of the Flamenco elevator substation, with a transformation ratio of 220/33 kV, which links a 132,3MW wind farm to the grid. The company, CJR Renewables, was part of the project development, conducting an engineering review to ensure technical compliance, and contacting the customer to ensure that its demands were met.

The dissertation presents a theoretical basis, contextualizing the development of the substation project. It details substations classes and its characteristics, the building's equipment, bus bar arrangements and protection system. Afterwards, the methodology used in the project is explained, based on a set of referenced standards. The sizing will account the short circuit and normal currents. Chosen cables will have to respect certain conditions imposed by the standards presented. Ground network calculations will be carried out to assure the safety of substation equipment and personnel, and the overhead ground network will protect the equipment from the outdoor yard and from the command and control building. Afterwards, the sizing of measurement transformers will be done, and the insulation-management of the were carried out to check if the insulation used was based on verified maximum overvoltages.

Next, considering the justificatory calculations, the equipment of the outdoor park of equipment and to make building of command will be presented. Afterwards, the simplified one-line diagrams are characterized, finalising the eletric project by presentating the electric layout.

Keywords: Elevation Substation, Electrical Design, Voltage Levels, Dimensioning, Equipment Suitability, Isolation, Single Diagrams, Grounding grid, Peru.

Agradecimentos

Aos meus orientadores, Prof. António Machado e Moura e ao Eng. Edgar Arieira, pela oportunidade que me proporcionaram em realizar a dissertação na *CJR Renewables*, assim como pela disponibilidade, apoio e sabedoria transmitidas ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

À equipa da *CJR Renewables*, pela ajuda que me deu e pela forma como me recebeu na empresa desde início. Agradeço em especial ao Hugo, ao Ricardo, ao Hugo, ao Duarte e à Vera pelas boleias que me deram para a empresa.

Aos meus pais, pelo apoio incondicional e incentivo que me deram para levar este trabalho a bom porto. Aos meus avós e ao meu irmão, que de longe torceram pelo meu sucesso.

Aos meus amigos e companheiros de caminhada nos meandros da engenharia. Convosco, as peripécias ao longo destes anos são recordadas com risos a transbordar de gargalhadas.

Aos meus amigos, por terem a coragem e a paciência para me aturar, em especial ao Carlos, que teve paciência para ler a tese, e ao Guilherme, que teve coragem para perder a paciência.

Um bem-haja a todos.

Jorge Pedro Lourenço Gonçalves

*“I was born not knowing and have had
only a little time to change that here and there”*

Richard Feynman

Conteúdo

Resumo	iii
Abstract	iv
Agradecimentos	v
Conteúdo.....	vii
Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xiii
Abreviaturas e Símbolos	xiv
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1. Enquadramento Geral.....	1
1.2. Objetivos	2
1.3. Caso de Estudo	3
1.4. Setor Elétrico no Peru.....	3
1.4.1. Contexto Histórico	3
1.4.2. Caraterísticas Técnicas.....	4
1.5. Estrutura da Dissertação.....	4
Capítulo 2.....	7
2. Subestações	7
2.1. Introdução.....	7
2.2. Classificações das Subestações.....	7
2.2.1. Níveis de Tensão.....	8
2.2.2. Função.....	8
2.2.2.1. Subestações Elevadoras.....	8
2.2.2.2. Subestações Abaixadoras	8
2.2.2.3. Subestações de Manobra (postos de seccionamento).....	8
2.2.3. Aplicação na Rede.....	9
2.2.3.1. Transporte	9
2.2.3.2. Distribuição	9
2.2.3.3. Cliente	9
2.2.4. Tipo de Instalação.....	9
2.2.4.1. Isolamento	9
2.3. Equipamento.....	12
2.3.1. Transformador de Potência.....	12
2.3.2. Transformadores de Medida	14

2.3.2.1.	Transformadores de Corrente	15
2.3.2.2.	Transformadores de Tensão.....	16
2.3.3.	Seccionadores	18
2.3.3.1.	Definição e Caraterísticas	18
2.3.3.2.	Funcionalidades	18
2.3.3.3.	Formas de Operação.....	19
2.3.3.4.	Tipo de Abertura	19
2.3.4.	Disjuntores	20
2.3.4.1.	Disjuntores de óleo	21
2.3.4.2.	Disjuntores de ar comprimido	21
2.3.4.3.	Disjuntor de SF6.....	21
2.3.4.4.	Disjuntor de Vácuo	21
2.3.5.	Disjuntores-Seccionadores	22
2.3.6.	Proteção contra Sobretensão	23
2.3.6.1.	Disruptores	23
2.3.6.2.	Hastes de Franklin	24
2.3.6.3.	Descarregadores de Sobretensão.....	24
2.3.7.	Banco de condensadores	25
2.3.8.	Reatância de Neutro	26
2.3.9.	Isoladores	26
2.4.	Topologias de barramentos	27
2.4.1.	Barramento Simples.....	27
2.4.2.	Barramento Principal e de Transferência	28
2.4.3.	Barramento Duplo com Disjuntor Simples	29
2.4.4.	Barramento Duplo com “By-pass”	29
2.4.5.	Barramento Duplo com Disjuntor Duplo	30
2.4.6.	Barramento em Anel Simples.....	31
2.4.7.	Barramento Duplo com Disjuntor e Meio.....	32
2.5.	Proteções.....	32
2.5.1.	Caraterísticas Funcionais	33
2.5.1.1.	Seletividade	33
2.5.1.2.	Pelo Tempo	33
2.5.1.3.	Pela Corrente	33
2.5.1.4.	Rapidez de operação	33
2.5.1.5.	Fiabilidade e Segurança	34
2.5.1.6.	Sensibilidade.....	34
2.5.1.7.	Reengate	34
2.5.1.8.	Zonas de Proteção	34
2.5.2.	Filosofia de Proteção	34
2.5.2.1.	Proteção Diferencial Longitudinal	34
2.5.2.2.	Proteção de Distância	35
2.5.2.3.	Proteção de máxima intensidade direcional	36
2.5.3.	Proteção de Barramentos MAT e AT de uma subestação	36
2.5.4.	Proteção de Barramentos das cabinas de Média Tensão	36

Capítulo 3 39

3.	Metodologia de desenvolvimento do projeto elétrico de uma subestação.....	39
3.1.	Escolha da Localização	39
3.2.	Dimensionamento de Condutores e Barramentos	41
3.2.1.	Cabos Aéreos	41
3.2.1.1.	Capacidade de transporte em Regime Permanente	41
	Corrente Máxima Admissível	41
3.2.1.2.	Capacidade do condutor num Curto-Circuito	42
3.2.1.3.	Efeito Coroa.....	43
3.2.2.	Cabos de MT	44
	Corrente máxima admissível	44
	Corrente de Curto-circuito admissível	44
3.3.	Rede de Terra	44

3.3.1.	Funcionalidade.....	44
3.3.2.	Dimensionamento	45
3.3.2.1.	Seleção do Condutor	45
3.3.2.2.	Resistência da Malha de Terra.....	45
3.3.2.3.	Corrente de defeito à terra	46
3.3.2.4.	Corrente Tolerável pelo corpo humano	46
3.3.2.5.	Tensões de Toque e de Passo admissíveis	47
3.3.2.6.	Tensões de toque e de passo reais.....	50
3.4.	Rede de Terra Aérea	52
3.4.1.	Proteção do Parque Exterior da Subestação.....	52
3.4.2.	Cálculo da probabilidade de descarga	53
3.4.3.	Cálculo do risco de falha	53
3.5.	Escolha dos TC's e TT's.....	54
3.5.1.	Transformadores de Corrente	54
3.5.2.	Transformadores de Tensão	55
3.6.	Coordenação do Isolamento	55
3.6.1.	Sobretensões Representativas	56
3.6.1.1.	Tensões permanentes	56
3.6.1.2.	Sobretensões Temporárias	56
3.6.1.3.	Sobretensão de Frente Lenta (por Manobra).....	56
3.6.1.4.	Sobretensão de Frente Rápida (por Manobra)	57
3.6.2.	Determinação das tensões de coordenação suportadas (U_{cw})	57
3.6.2.1.	Sobretensões Temporárias	57
3.6.2.2.	Sobretensões de Frente Lenta (por manobra)	57
3.6.2.3.	Sobretensões de frente rápida	58
3.6.3.	Determinação das tensões suportadas estipuladas (U_{rw}).....	59
3.6.4.	Conversão a valores de tensões suportadas normalizadas	59

Capítulo 4..... 61

4.	Caso de Estudo: Subestação Elevadora de Flamenco 220/33 KV	61
4.1.	Descrição Geral	61
4.2.	Localização Ótima da Subestação	62
4.3.	Estudo Pré-Operabilidade	62
	Análise do Fluxo de Potência	63
	Análise de Contingências (N-1).....	63
	Análise de Curto-circuitos.....	63
	Análise de Estabilidade Transitória	63
4.4.	Projeto Elétrico da Subestação.....	63
4.4.1.	Cálculos Justificativos	63
4.4.1.1.	Cálculo de Correntes	63
4.4.1.2.	Regime de curto-circuito	64
4.4.1.3.	Dimensionamento de Condutores e Barramentos	68
4.4.1.4.	Malha de Terra Enterrada	72
4.4.1.5.	Malha de Terra Aérea	76
4.4.1.6.	Escolha dos Transformadores de Medida	78
4.4.1.7.	Baterias de Condensadores.....	82
4.4.1.8.	Coordenação do Isolamento.....	83
4.4.1.8.1.	Lado de 220 kV.....	83
4.4.1.8.2.	Lado de 33 kV	89
4.4.2.	Memória Descritiva.....	94
4.4.2.1.	Caraterização Geral	94
4.4.2.2.	Parque de Aparelhagem Exterior.....	94
4.4.2.3.	Edifício de Comando	99
4.4.2.3.1.	Caraterização Geral.....	99
4.4.2.3.2.	Sala de Celas	99
4.4.2.3.3.	Sala de Controlo	104
4.4.3.	Esquema Unifilar	105

4.4.3.1.	Simplificado.....	105
4.4.3.2.	Lado AT de 220 kV	105
4.4.3.3.	Lado MT de 33 kV	106
4.4.3.4.	Transformação.....	106
4.4.3.5.	Serviços Auxiliares de Corrente Alternada e Reatância de Neutro...	107
4.4.4.	Layout da Subestação	107
Capítulo 5	109	
5.	Conclusões e Trabalho Futuro.....	109
5.1.	Conclusões	109
5.2.	Trabalho futuro	110
Referências	113	
Anexo A	116	
A.	Dados para dimensionamento	116
Anexo B	121	
Proteções dos painéis da subestação Flamenco	121	
1- Painel de Linha-Transformador- lado 220 KV	121	
Lado da linha 121		
Lado do Transformador	122	
2- Painel de Transformador - lado 33 kV.	122	
3- Painel de linha de 33 kV	122	
4- Painéis de bateria de condensadores de 33 kV	122	
5- Painel do barramento de 33 KV.....	123	
6- Painel do Transformador de Serviços Auxiliares.....	123	
7- Reatância	123	
Anexo B	125	
Cabos utilizados	125	
Anexo C	129	
Rede de Terra Enterrada	129	
Anexo D	131	
Rede de Terra Aérea	131	
Anexo E	135	
Esquemas Unifilares	135	
Anexo F	141	
Layout Elétrico	141	

Lista de Figuras

Figura 2.1 - Níveis de Tensão das Subestações ao longo da rede.....	8
Figura 2.2 - Subestação com Isolamento a Ar [12]	10
Figura 2.3 - Subestação com Isolamento em SF6 [12]	10
Figura 2.4 - Subestação com Isolamento Híbrido [12]	12
Figura 2.5 - Transformador de Potência [16]	13
Figura 2.6 - Transformador de Corrente 36kV-800kV da ABB [20]	15
Figura 2.7 - Transformador de Tensão 72.5 - 420 kV da ABB [22]	16
Figura 2.8 - Seccionador de Alta Tensão [20]	18
Figura 2.9 - Disjuntores de Alta Tensão [24]	20
Figura 2.10 - Disjunto-Seccionador 72.5 - 550 KV da ABB	22
Figura 2.11 - Gráfico que ilustra a evolução dos tempos de manutenção dos seccionadores e das tecnologias disjuntores [23]	23
Figura 2.12 - Representação da zona protegida(a) e haste de Franklin (b) [25]	24
Figura 2.13 - Descarregador de Sobretenção [26]	25
Figura 2.14 - Bateria de Condensadores de 75 MVar numa Subestação de 150 kV [27]	25
Figura 2.15 - Isoladores Elétricos numa Subestação [30]	26
Figura 2.16 - Configuração de Barramento Simples [31]	27
Figura 2.17 - Configuração de Barramento Principal e de Transferência [31]	28
Figura 2.18 - Configuração de Barramento Duplo com Disjuntor Simples [31]	29
Figura 2.19 - Configuração de Barramento Duplo com "By-Pass" [33]	29
Figura 2.20 - Configuração de Barramento Duplo com Disjuntor Duplo [31]	30
Figura 2.21 - Configuração de Barramento em Anel Simples [31]	31
Figura 2.22 - Configuração de Barramento Duplo com Disjuntor e Meio [31]	32
Figura 2.23- Operação da Proteção Diferencial	35
Figura 2.24- Zonas de Proteção de relés de distância para um sistema radial [36]	36
Figura 3.1 - Esquema representativo da Tensão de Toque (1) e da tensão de passo (2) [40] .	47
Figura 3.2- Esquema equivalente para determinação da tensão de toque [40]	48
Figura 3.3 - Esquema equivalente para determinação da tensão de passo [40]	49
Figura 3.4 - Princípio da Esfera Rolante [41]	52
Figura 3.5 - Curvas de tolerância máxima de saturação [43]	54
Figura 3.6 - Fator de coordenação determinista [46]	58
Figura 4.1 - Mapa da Localização da SE Flamenco [47]	62
Figura 4.2 - Curto-circuito no barramento de 33 kV	64
Figura 4.3 - Curto-Circuito no barramento de 33kV com valores em p.u.	66
Figura 4.4 - Curto-Circuito no barramento de 33kV com valores em p.u.	67
Figura 4.5 - Disposição dos Equipamentos no Parque de Aparelhagem Exterior	107

Figura A.1 - Níveis Ceráunios do Peru	118
--	------------

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Característica discriminadas do Transformador de Tensão	17
Tabela 2.2- Níveis de tensão e respetivos tempos de eliminação de defeitos [35]	33
Tabela 3.1 - Fatores de conversão para a gama I, para converter tensões suportáveis requeridas a impulsos de manobra em tensões suportáveis de curta duração à frequência industrial e a impulsos de origem atmosférica. [47]	60
Tabela 4.1 - Cabo ACAR 950 MCM.....	70
Tabela 4.2 - Valores Admissíveis de tensão de toque V_c e tensão de passo V_p	74
Tabela 4.3 - Condições ambientais e características do sistema elétrico a SE Flamenco em 220 kV	79
Tabela 4.4 - Seleção dos Transformadores de Corrente	80
Tabela 4.5 - Percentagens da carga real dos transformadores relativos à carga nominal	81
Tabela 4.6 - Percentagens da carga real relativa à carga nominal	82
Tabela 4.7 - Percentagens da carga real relativa à carga nominal com resistências de acoplamento.....	82
Tabela 4.8 - Nível de Isolamento Básico (BIL - Basic Insulation Level)	83
Tabela 4.9 - Sobretensão representativa devido a sobretensões de frente lenta	85
Tabela 4.10 - Fator de correção atmosférica K_a para cada tipo de sobretensão	87
Tabela 4.11 - Tensões estipuladas suportadas.....	88
Tabela 4.12 - Conversão à tensão suportada de curta-circuito à frequência industrial	88
Tabela 4.13 - Conversão à tensão suportada a impulso de origem atmosférica	89
Tabela 4.14 - Comparação dos níveis de isolamento com os valores calculados	89
Tabela 4.15 - Fator de correção atmosférica K_a para cada tipo de sobretensão	92
Tabela 4.16 - Tensões estipuladas suportadas Urw.....	92
Tabela 4.17 - Conversão à tensão suportada de curta-duração à frequência industrial	93
Tabela 4.18 - Conversão à tensão suportada a impulso de origem atmosférica	93
Tabela 4.19 - Comparação dos níveis de isolamento com os valores normalizados das sobretensões.....	94
Tabela A.1 - Constantes de Matéria	117
Tabela A.2 - Fator A para várias linhas suspensas [47].....	119

Abreviaturas e Símbolos

TC - Transformador de Corrente
TP - Transformador de Potência
TT - Transformador de Tensão
BC - Bateria de Condensadores
TC's - Transformadores de Corrente
TT's - Transformadores de Tensão
BT - Baixa Tensão
MT - Média Tensão
AT - Alta Tensão
MAT - Muito Alta Tensão
SE - Subestação
SA - Serviços Auxiliares
CC - Curto-Circuito
PE - Parque Eólico
SEIN - Sistema Elétrico Interconectado Nacional
SA - Serviços Auxiliares
BIL - *Basic Insulation Level*
AIS - *Air-Insulated Substations*
GIS - *Gas-Insolated Substations*
mm - Milímetros
mm² - Milímetros quadrados
m - Metros
km - Quilómetros
A - Amperes
V - Volts
kV - Kilovolts
kA - Kiloamperes
MW - Megawatts
MVA - Megavolt-amperes
Ω - Ohms
ft - pés
lb - libra
in - polegadas
Hg - Hectograma

Capítulo 1

Introdução

1.1. Enquadramento Geral

A eletricidade é um bem essencial no mundo moderno. Desde que apareceu, foi um motor importantíssimo para a evolução da sociedade, transfigurando por completo o nosso modo de vida. Em 2000, a *National Academy of Engineering* considerou a eletrificação o feito de engenharia mais importante do século XX.[1]

Nos dias de hoje, a produção de energia elétrica e as redes que a transportam para as diferentes atividades humanas, ganham uma sofisticação e qualidade cada vez maiores. Os países em desenvolvimento, apesar do atraso que levam relativamente à dianteira mais industrializada e tecnologicamente desenvolvida, estão a ter desenvolvimentos consideráveis. Por outro lado, o aumento populacional que se verifica à escala global aumenta a exigência sob a produção, transporte e distribuição de energia elétrica, tanto para fornecer diretamente às populações, como para assegurar as mais variadas atividades económicas. O aumento exponencial da produção de energia através de fontes renováveis também está a alterar substancialmente as características da rede elétrica e das suas diversas instalações. Cada vez mais, surgem sistemas eólicos e fotovoltaicos industriais, com potências consideráveis, que são ligados às redes elétricas já existentes. O aumento destas infraestruturas, bem como a subida generalizada da potência produzida a nível global requer instalações de supervisão, controlo e comando cada vez mais abundantes e sofisticadas como é o caso das subestações elétricas.

Tradicionalmente, a energia passava por várias fases na rede: 1) Geração; 2) Transmissão/Transporte; 3) Distribuição; 4) Comercialização; 5) Consumo. Atualmente, em Portugal e também a nível global, a sua produção está mais dispersa pelos pontos da rede, existindo uma proliferação de unidades de minigeração e microgeração na baixa tensão e unidades de cogeração e inúmeros parques industriais eólicos e fotovoltaicos ligados à alta tensão e à média tensão. Desta forma, a rede perdeu grande parte da sua hierarquização, com o fluxo de potência a passar de unidirecional para bidirecional. Ainda assim, muita da energia elétrica é produzida em centrais térmicas ou nucleares, as quais, normalmente, se situam em locais afastados dos pontos de consumo. A rede também é muito ramificada e extensa, pelo que, independentemente do tipo de energia usada na produção, as cargas encontram-se muitas vezes distantes da geração.

O transporte e distribuição de energia elétrica tem vários fatores de otimização a ter em conta, sendo o nível de tensão em cada ponto da rede fundamental para garantir um aproveitamento energético elevado. Isso deve-se ao facto da grande maioria das perdas de

2 Introdução

transporte e distribuição na rede ocorrer por efeito Joule ($P = R * I^2$). Como tal, quanto maiores forem os valores da corrente, maiores serão as perdas. Sendo a potência a transportar um valor constante, isso significa que quanto mais elevados forem os valores da tensão, menor será a intensidade de corrente na linha e, conseqüentemente, menores serão as perdas por efeito Joule.

A energia produzida nas centrais geradoras é passada à rede de transporte, que é constituída por linhas aéreas de MAT. Esta ligação entre a geração e a rede pode ser intermediada por uma subestação elevadora, que eleva os níveis de tensão da energia produzida. Uma tensão extremamente elevada é adequada para transportar a energia elétrica a grandes distâncias, pela redução de perdas que acarreta.

A nível regional e local, onde as distâncias são reduzidas, não é economicamente vantajoso nem seguro para as populações usar níveis elevados de tensão, uma vez que a diminuição das perdas não compensa o investimento avultado neste nível de tensão. Assim, quando nos aproximamos dos centros de consumo, é colocada uma subestação transmissora, a qual reduz os níveis de tensão de MAT para AT. Entramos então na rede de distribuição, que para além de AT, também funciona nos níveis de MT e BT. As unidades de produção descentralizada (p.e. parques eólicos) encontram-se geralmente ligadas à rede de distribuição em AT e MT.[2]

As transformações de tensão referidas, fulcrais para o bom desempenho da rede, são efetuadas por subestações elétricas, que também desempenham funções essenciais de operação e controlo da rede. Estas instalações são uma parte nuclear integrante da rede elétrica e vão ser objeto de um estudo mais aprofundado.

Os transformadores de potência, inseridos numa subestação, são os dispositivos principais da instalação, permitindo a mudança do nível de tensão a que se efetua o transporte e distribuição de energia, de modo a obter o nível ótimo de perdas. Além do transformador, a subestação conta com equipamentos de seccionamento para manobras de manutenção e de situações de contingência, e com equipamentos de medição e proteção do sistema.

O projeto de uma subestação é transversal a áreas da engenharia como a civil, elétrica e mecânica. Como tal, é desenvolvido por uma equipa de técnicos especializados, sendo também sujeita a revisões de engenharia. Esta dissertação, após a apresentação da recolha bibliográfica e da metodologia, irá apresentar o caso de estudo, com incidência no projeto elétrico da instalação. É importante referir que os cálculos e os dados apresentados são simplificados, tendo o desenvolvimento do projeto implicado muitas análises e considerações prévias. A intenção não passa por dimensionar todos os equipamentos da subestação, mas sim fazer uma análise e confirmar a sua adequação ao projeto. A enorme quantidade de especificações técnicas presentes numa obra desta envergadura impossibilita a sua descrição detalhada em certos aspetos.

1.2. Objetivos

Esta dissertação passa pelo estudo do projeto elétrico de uma subestação elevadora. Desta forma, os objetivos essenciais para o concretizar são:

- Compreender a necessidade e importância de uma subestação no sistema elétrico;
- Conhecer os diversos tipos de subestações, a sua estruturação geral, configurações e respetivas particularidades;
- Familiarização com os diversos tipos de equipamentos da subestação, desde as suas funções à forma como se integram na instalação;
- Conhecer as várias etapas no desenvolvimento do projeto elétrico de uma subestação;

- Dimensionamento dos condutores e barramentos dos ramos envolventes à subestação e de estruturas de proteção como a rede de terra enterrada e aérea;
- Caracterização do equipamento utilizado;
- Obtenção e análise dos diagramas unifilares e do *layout* elétrico.

1.3. Caso de Estudo

O caso de estudo consiste no estudo do projeto elétrico da subestação elevadora de Flamenco 220/33 kV, localizada no Peru, que tem por objetivo fazer a ligação do parque eólico Nazca de 132,3 MW à rede elétrica peruana. Esta ligação será realizada no barramento de 220 kV da subestação Poroma (220/500 kV).

O projeto foi contratado à empresa italiana ENEL, tendo a CJR *Renewables*, a empresa onde desenvolvi a dissertação em ambiente empresarial, realizado a revisão do projeto de engenharia e trabalhado junto dos fornecedores dos equipamentos e do cliente para garantir que os requisitos eram respeitados. Como estagiário, acompanhei o trabalho de revisão e desenvolvimento do projeto ao nível da engenharia elétrica. Assim, reuniram-se as condições para fazer o estudo, a descrição e análise deste projeto de elevada dimensão e complexidade. A empresa forneceu dados referentes ao projeto desenvolvido, normas que foram seguidas, estudos de pré-operabilidade, os dados dos equipamentos utilizados, plantas da instalação, os diagramas unifilares e o *layout* elétrico.

1.4. Setor Elétrico no Peru

1.4.1. Contexto Histórico

Desde a sua origem, o sistema elétrico peruano teve por base a iniciativa privada. Em 1955, surgiu uma lei a regular os mecanismos de participação privada, estabelecendo um sistema de concessões com compromissos para aumentar a capacidade de geração em 10% anualmente. Em 1972, a rede elétrica peruana foi nacionalizada pelo governo militar, criando-se a empresa de Eletricidade do Perú (ELECTROPERÚ). Esta empresa passou a deter todos os ativos de geração, transmissão e distribuição e a ser responsável pela operação da rede e pelos investimentos que nela se faziam. A crise da dívida do país a partir de 1982 explica em grande parte a grande deterioração que se verificou no setor elétrico no início dos anos 90. A situação era de tal forma negativa que as tarifas de eletricidade não cobriam os custos de produção, estando o investimento destinado apenas à manutenção de infraestruturas e à sua destruição quando estas eram usadas para atividades terroristas (vivia-se um clima de instabilidade, com conflitos entre vários grupos armados). Em 1990, apenas 45% da população tinha acesso a eletricidade, só 74% da demanda de carga é que era alimentada e as perdas na distribuição eram superiores a 20%. [3]

A partir de 1992, o governo peruano começou a legislar de forma a alterar a lógica das concessões elétricas no país. Nesse ano, foi aprovada uma lei que impedia um mesmo agente de realizar atividades de geração, transmissão principal e distribuição no setor elétrico. Posteriormente, outras medidas foram aprovadas de forma a contrariar uma lógica de monopólio no setor elétrico, quer a nível vertical quer a nível horizontal. Outro exemplo disso, foi um decreto supremo emitido em 1995, que impedia uma empresa elétrica que tivesse posição dominante no mercado, ou quem tinha o controlo dessa empresa, de se fundir ou se associar a

qualquer outra empresa, considerando-se uma infração à concorrência livre. Em 1994, iniciou-se uma lógica de privatização das empresas do ramo energético, que apesar de revertido temporariamente entre 1997 e 2001, foi retomado a partir de 2002.[4]

Desde então, as monopolizações da rede vertical e horizontalmente foram crescendo, com fusões sucessivas entre empresas do setor. Apesar de este caminho ter a sua quota-parte de críticos, o sistema elétrico de energia peruano evoluiu enormemente ao longo dos anos, com um crescimento da potência gerada superior ao crescimento da demanda, aumentando o nível de reserva do SEIN. A cobertura da rede elétrica era de 53% em 1993, 76% em 2004 e 88,8% em 2011.[3][5]

1.4.2. Caraterísticas Técnicas

Nos países em que o SEE evoluiu de acordo com as tendências que prevaleceram na Europa usa-se a frequência de 50 Hz. Nos Estados Unidos da América e nos países tecnologicamente influenciados por este país usa-se a frequência de 60 Hz, como se verifica no Peru. Esta divisão das frequências de operação do SEE é uma circunstância que hoje é irremediável. Não se usam frequências inferiores a 50 Hz porque produzem uma cintilação incómoda na luz emitida pelas lâmpadas (efeito *Flicker*), enquanto frequências superiores a 60 Hz têm perdas superiores, pois estas crescem nos circuitos magnéticos com o aumento da frequência. [2]

A geração elétrica registada no SEIN em 2016 foi de 48 326,4 GW.h, mais 8,5% que em 2015, quando foi de 44 540 GW.h. A demanda energética máxima diária registada no ano de 2016 foi de 6 492,4 MW e no ano de 2015 foi de 6 274,5 MW. A potência gerada a 31 de dezembro de 2016 foi de 12 078.1 MW. Ao nível da distribuição da geração elétrica, a sua origem foi 56,97% do tipo termoelétrico, a geração hidroelétrica foi 40,22%, a eólica 2,01% e solar 0,79%. [6]

1.5. Estrutura da Dissertação

O primeiro capítulo consiste na introdução, na qual é apresentado um enquadramento geral do tema a dissertar e os objetivos que se pretendem atingir. Também é feita uma breve exposição do caso de estudo, seguida de uma pequena contextualização da história e de algumas caraterísticas do sistema elétrico do Peru, localização da subestação do projeto em questão. A forma e estrutura de apresentação da dissertação também se encontra presente neste capítulo.

No capítulo 2 apresenta-se a revisão bibliográfica referente à subestação elétrica. São abordados temas como as várias classificações das subestações, com ênfase no seu tipo de isolamento, os equipamentos elétricos constituintes da instalação, as tipologias de barramentos que se podem adotar e as diferentes filosofias que se aplicam no sistema de proteção.

No capítulo 3 é feita a explanação da metodologia que é utilizada no desenvolvimento do projeto elétrico de uma subestação, com a apresentação de normas utilizadas. Aborda-se o método de dimensionamento de condutores, das redes de terra subterrânea e aérea e de equipamentos. Também se apresenta o estudo de coordenação de isolamento.

No capítulo 4 é apresentado o caso de estudo da Subestação elevadora e Nazca. Utilizando a formulação do capítulo 3, obtêm-se os resultados específicos do projeto. Depois da aplicação da metodologia no dimensionamento de condutores, barramentos, equipamentos e estruturas de proteção e também da coordenação de isolamento, é apresentada uma memória descritiva do projeto. Nesta, caraterizam-se em mais detalhe os equipamentos que vão ser utilizados e apresentam-se razões para a sua adequação. No fim do capítulo, são descritos os diagramas unifilares obtidos e o *layout* elétrico da subestação, com as plantas respetivas em anexo.

O capítulo 5 contém as conclusões finais da dissertação e a indicação de trabalhos futuros que se possam realizar.

Capítulo 2

2. Subestações

2.1. Introdução

As subestações elétricas são instalações que se inserem nas redes de transmissão e distribuição, servindo como pontos de interligação e tendo como função a adequação dos níveis de tensão e corrente nas linhas, assegurando a proteção do sistema elétrico e controlando o fluxo de potência desde a geração até à carga.

Como já foi referido, o percurso da energia entre a geração e os consumidores passa por várias subestações, que vão transformando os níveis de tensão de acordo com as necessidades. Esta abordagem, para além de racionalmente económica, uma vez que em curtas distâncias não compensa o investimento em cabos de alta tensão, é lógica a nível técnico pois aumenta a segurança das pessoas e aproxima os valores de potencial aos dos aparelhos que são usados a nível doméstico e industrial. Desta forma, as subestações apresentam um papel fundamental para assegurar a rentabilidade económica e viabilidade técnica do sistema elétrico de energia.

2.2. Classificações das Subestações

As subestações podem ser classificadas relativamente a parâmetros como:

- **Níveis de tensão**
- **Função**
 - Elevadora, Abaixadora e Manobra
- **Aplicação**
 - Distribuição, Transporte e de Cliente
- **Tipo de Instalação**
 - AIS e GIS, indoor e outdoor

2.2.1. Níveis de Tensão

As subestações podem-se classificar em muito alta tensão (MAT), alta tensão (AT) e média tensão (MT). As últimas são chamadas de postos de transformação, sendo os responsáveis pela ligação direta aos consumidores. Estes níveis correspondem ao lado de tensão superior da subestação como vemos na figura. [7]

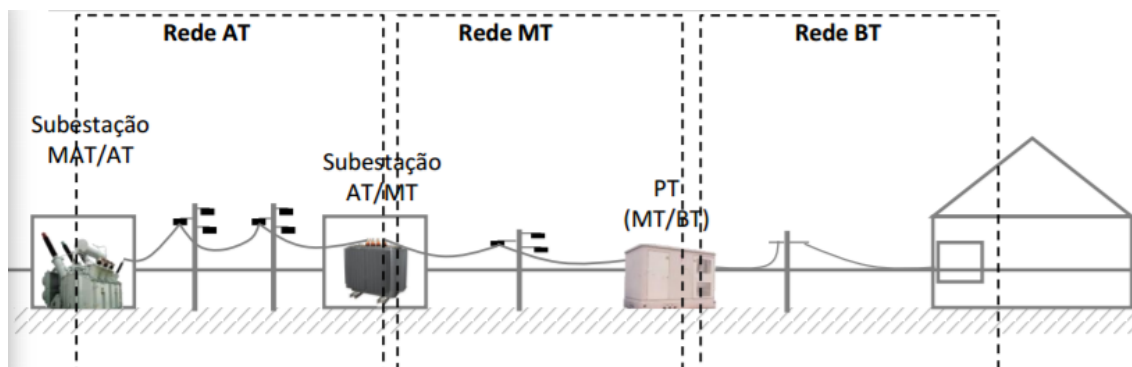


Figura 2.1 - Níveis de Tensão das Subestações ao longo da rede

Em Portugal, a BT vai até 1kV, com valores típicos de 400/230 V, a MT vai até 45kV, com valores típicos de 10, 15 e 30 kV, a AT até 110kV, com valor típico de 60 kV e para cima de 110kV é MAT, com valores típicos de 150 kV, 220 kV e 400 kV. [8] No Brasil, é considerada alta tensão até 230 kV e muito alta tensão a partir desse valor. [9] No Peru, os níveis de tensão típicos são:[10]

- Baixa Tensão: 380/220 V
- Média Tensão: 22,9 kV 33 kV 19 kV
- Alta Tensão: 60 kV 138 kV 220 kV
- Muito Alta Tensão: 500 kV

2.2.2. Função

Podem-se dividir-se em elevadoras, abaixadoras, de manobra e de conversão. [9]

2.2.2.1. Subestações Elevadoras

São as que se constroem à saída da geração de energia, tendo como objetivo elevar a tensão a que a energia é produzida, de modo a esta ser transportada com o mínimo custo possível. Como já foi referido anteriormente, este facto prende-se com a redução das perdas por efeito Joule nas linhas. Este também será o tipo de subestação que será abordado no caso de estudo pelo que assume especial relevância.

2.2.2.2. Subestações Abaixadoras

São as que servem para baixar os níveis de tensão da energia que provém do transporte, de forma a esta chegar em condições de consumo aos centros urbanos.

2.2.2.3. Subestações de Manobra (postos de seccionamento)

Servem como ponto de interligação entre linhas e seccionador de circuitos, mantendo o mesmo nível de tensão. São instalações que têm os mesmos equipamentos que uma subestação vulgar com a exceção do transformador de potência.

2.2.3. Aplicação na Rede

Dividem-se em transporte, distribuição e de cliente.

2.2.3.1. Transporte

As subestações de transporte ou transmissão são as principais do sistema de transporte, sendo que se encontram mais perto da geração. Elevam as tensões para um valor ainda superior àquele que vem das subestações elevadoras, de forma a transmitir energia para distâncias longas. Funcionam também como ponto de interligação e seccionam as linhas de transmissão, assegurando que o transporte à rede de distribuição é feito corretamente.

2.2.3.2. Distribuição

Estas encontram-se já perto dos consumidores, baixando os valores de tensão para que a energia esteja em condições de ser utilizada pelos consumidores, na sua grande maioria de BT com algumas indústrias e outros casos a serem de MT ou mesmo de AT.

2.2.3.3. Cliente

Caso o consumidor de energia produza energia para grande parte do seu consumo, pode necessitar de uma subestação para transformá-la, sendo o proprietário dela.

2.2.4. Tipo de Instalação

As instalações das subestações podem ser exteriores, sob céu aberto, com equipamentos instalado ao ar livre, ou interiores, dentro de um edifício. [11]

As externas exigem manutenção mais frequente, uma vez que os seus aparelhos estão sujeitos às condições atmosféricas vigentes que podem deteriorar os equipamentos.

Já as subestações internas, são construídas em locais protegidos como edifícios subterrâneos, aonde estão protegidas das variabilidades do clima.

2.2.4.1. Isolamento

É uma componente fulcral da subestação, e pode ser feito com ar (AIS) ou com um gás (GIS), sendo usado o hexafluoreto de enxofre (SF₆).

As subestações, relativamente ao isolamento que os seus painéis podem ter, dividem-se em isoladas a ar AIS - *Air-Insulated Substations* e isoladas a gás GIS - *Gas-Insolated Substations*.

AIS



Figura 2.2 - Subestação com Isolamento a Ar [12]

As subestações isoladas a ar atmosférico são usadas em alta tensão, sendo mais económicas na sua construção que as GIS. São adequadas quando não existem restrições espaciais nem ambientais, seguindo normas técnicas que se baseiam na temperatura ambiente e nas altitudes.

A rigidez dielétrica é o valor do campo elétrico aplicado sobre a espessura do material isolante, medida em kV/mm. Quanto mais elevada for a altitude, menor vai ser a densidade do ar e, consequentemente, menor será a rigidez dielétrica do ar. Essa situação vai obrigar a que, com a altitude, as folgas operacionais dos equipamentos sejam aumentadas, de forma a estes serem capazes de lidar com as tensões e correntes respetivas.

GIS



Figura 2.3 - Subestação com Isolamento em SF6 [12]

Estes tipos de subestações são blindadas, onde o gás de isolamento, como melhor alternativa ao ar, é o hexafluoreto de enxofre (SF₆). Este isolamento é feito em ambiente fechado e blindado, o que permite compactar a subestação. O SF₆ é um gás inerte, não tóxico, inodoro e não inflamável, que consiste num átomo de enxofre e seis de flúor. É um composto sintetizado, sendo cinco vezes mais denso que o ar. É utilizado principalmente em material elétrico como disjuntores, como meio isolante e extintor de arco elétrico. Tem duas a três vezes a capacidade de isolamento do ar à mesma pressão e é 100 vezes melhor a interromper arcos. Este gás apresenta uma resistência dielétrica muito superior ao ar, o que faz com que os espaçamentos entre as chaves dos equipamentos e as dimensões gerais destes possam ser consideravelmente menores para desempenhar a mesma função. Assim, numa GIS, os disjuntores, os seccionadores, os transformadores de corrente e os transformadores de tensão podem ser todos comprimidos numa estrutura metálica aterrada. [13][14]

Nas subestações AIS, são necessários metros de espaço de isolamento para este ser eficaz, enquanto numa isolada em SF₆ isso pode ser conseguido em centímetros. Uma GIS pode ser até dez vezes mais pequena que uma AIS. Desta forma, o seu uso aplica-se muito nos locais aonde há falta de espaço ou aonde este tem um preço elevado. O seu custo de manutenção também acaba por ser consideravelmente menor do que numa central de isolamento convencional a ar, pois as suas partes ativas não estão expostas ao ar atmosférico, à humidade e à poluição. Isto permite que a central seja mais fiável que uma AIS e que tenha um tempo de vida maior. [13][15]

Não é necessário restabelecer os níveis de SF₆ numa subestação pois, apesar de ele se decompor em altas temperaturas de um arco elétrico, volta-se a recombinar na sua forma inicial. Os resíduos originados devido à presença de ar, humidade e outros contaminantes acabam por ser eliminados. Uma das grandes desvantagens do SF₆ é o facto de ser um gás extremamente poluente, contribuindo para o efeito estufa. Apesar de, em termos absolutos, ter um valor baixo na atmosfera, permanece nela muito tempo, o que faz com que a sua libertação tenha um efeito cumulativo e permanente. No, entanto, existem formas de o reciclar e de diminuir a sua libertação, pelo que é expectável que o avanço tecnológico atenuar ainda mais esta desvantagem. [13][15]

Como seria expectável, o custo do equipamento de uma GIS é mais alto do que o de uma AIS, devido à estrutura metálica fechada e à existência de uma cabine de controlo local. A sua instalação é mais barata comparativamente à AIS, sendo a área que utiliza também muito mais reduzida, o que também faz reduzir os custos de planeamento. Quanto maior for o valor da tensão, mais se farão sentir as vantagens de compactação da GIS, uma vez que este aumento de potencial, no caso de uma AIS, obriga a que se aumente a distância de isolamento nos equipamentos.[13]



Figura 2.4 - Subestação com Isolamento Híbrido [12]

Também existe uma opção híbrida, em que se misturam a tecnologia GIS e AIS. Neste caso, as celas no nível de tensão mais baixo podem ser isoladas em SF₆ enquanto o nível de tensão superior fica isolado a ar. Outra possibilidade é os seccionadores, disjuntores e transformadores de medida também terem o isolamento em SF₆, enquanto as ligações entre as posições dos disjuntores e ligações a outro equipamento possuem um isolamento convencional a ar. Isto permite a redução de custos usando um pouco mais de espaço, pelo que se apresenta como uma solução equilibrada. Também é adequada para uma futura expansão da subestação, sem haver necessidade de aumentar a área da instalação.[13]

2.3. Equipamento

Uma subestação é constituída por uma grande variedade de equipamentos, podendo ser eles de transformação, de manobra, de compensação de reativos e de proteção. Nesta secção vai-se proceder à descrição das características e do funcionamento desses equipamentos.

2.3.1. Transformador de Potência

Este é o elemento base de uma subestação. É ele que possibilita alterar os níveis de tensão de forma ao funcionamento do sistema ser rentabilizado aos níveis técnico, económico e de segurança. Estes transformadores têm um rendimento elevado, assumindo dimensões consideráveis que se tornam maiores com a subida da tensão. É um elemento dispendioso, sendo necessária uma análise prévia aprofundada antes da escolha do equipamento. Possui um comutador de tomadas que se destina a modificar a relação de transformação do transformador, controlando a tensão secundária e adaptando-o assim a eventuais regimes de carga que se venham a verificar.

O transformador de distribuição é um transformador de elevada potência projetado para ter uma eficiência alta, de modo a minimizar o desperdício de energia e o calor gerado. O seu núcleo é com chapas de aço-silício, podendo ser monofásico ou trifásico.

A classificação dos transformadores de potência pode ser feita segundo: isolamento, número de fases e tipo de enrolamentos.

- Isolamento: a óleo e a seco;
- Número de fases: monofásicos e trifásicos;
- Enrolamento: podem ter dois ou mais enrolamentos isolados eletricamente, primário (recebe energia a transformar), secundário (fornece a mesma energia com perdas) ou um autotransformador, em que há um enrolamento com ramificações para obter diferentes níveis de tensão.



Figura 2.5 - Transformador de Potência [16]

Constituição

O núcleo magnético dum transformador é fundamental na sua construção, sendo o elemento que proporciona o caminho para a passagem dos fluxos magnéticos gerados pelas correntes que percorrem os enrolamentos.

As bobinas que constituem os enrolamentos consistem em condutores isolados feitos em cobre, enrolados no núcleo do transformador. Têm a secção geralmente retangular e o tipo de enrolamento depende da potência e tensão do transformador. A resistência dos enrolamentos influencia as perdas do transformador quando este se encontra em carga. Tal como o núcleo magnético, fazem parte da parte ativa do transformador.

As Buchas são o que permite a passagem dos cabos de linha para dentro do transformador sem que ocorra contacto entre os meios interno e externo.

O comutador de tomadas destina-se a modificar a relação de transformação do transformador, adaptando-o a eventuais regimes de carga que se venham a verificar.

O Sistema de Arrefecimento pode ser do tipo ONAN, ONAF e ODAF (óleo natural/ar natural, óleo natural/ ar forçado, óleo forçado/ar forçado). No ONAN, o calor é absorvido pelo óleo e dissipado por radiadores, com circulação natural do ar. No ONAF, o ar circula de forma forçada, ou seja, existe um mecanismo de circulação para o meio de arrefecimento interno. No caso do

ODAF, a refrigeração dos transformadores é feita dirigindo o fluxo de óleo para os pontos mais quentes do transformador sendo necessária a circulação de ar forçada, pelo que se recorre ao uso de ventiladores.

A Relé Buchholz é utilizada para proteger a parte ativa. Protege o transformador contra falhas internas que provoquem a produção de gás, a diminuição de nível de óleo ou a alteração do seu fluxo.

Os parâmetros necessários para o dimensionamento dos transformadores são as potenciais nominais, as tensões de operação e a relação de transformação entre os níveis primário e secundário.

2.3.2. Transformadores de Medida

Os transformadores de medida destinam-se a transformar os valores elevados de corrente e de tensão em valores adequados para serem registados pelos contadores de energia, relés de proteção e outros aparelhos de medida que se encontrem na subestação. Desta forma, as medidas são feitas com elevados níveis de precisão e baixos níveis de perdas.

Devem ser dimensionados para não saturarem antes do funcionamento correto dos relés de proteção que lhes são conectados. Contrariamente, os núcleos dos TC previstos para alimentar os aparelhos de medida devem apresentar uma saturação rápida do seu circuito magnético de forma a proteger os equipamentos. Na sua função essencial de alimentação dos relés de proteção e de equipamentos de medida, permitem: [17][18]

- Isolar ou separar da alta tensão os circuitos e aparelhos de medida e de proteção;
- Proteger o pessoal da exploração;
- Utilização de níveis de isolamento e de correntes compatíveis com os relés e outros aparelhos de utilização;
- Evitar perturbações eletromagnéticas das correntes elevadas e reduzir para valores admissíveis as correntes de curto-circuito;
- Utilização de níveis de isolamento e de correntes compatíveis com os relés e atribuição de valores correspondentes ao calibre dos aparelhos de utilização;
- Obter intensidades de correntes ou valores de tensão proporcionais às que se quer medir ou vigiar, transmitindo-os aos aparelhos adequados.

2.3.2.1. Transformadores de Corrente



Figura 2.6 - Transformador de Corrente 36kV-800kV da ABB [20]

É um transformador de medida no qual a corrente secundária, nas condições normais de utilização, é proporcional à corrente primária e dela difere em fase de um ângulo que é aproximadamente nulo, para uma direção apropriada de cablagem. Nos relés de proteção de medida e contagem, a grandeza de entrada mais usada é a corrente. [17]

No circuito elétrico, o enrolamento primário do TC é constituído por poucas espiras, com seção transversal compatível com a corrente que se deseja avaliar, enquanto seu enrolamento secundário tem número de espiras elevado e seção transversal pequena. Geralmente, esses enrolamentos são constituídos por condutores de cobre. [19]

As características elétricas secundárias fundamentais dos TC são: razão de transformação, correntes nominais, potência secundária de precisão, classe e fator limite de precisão, tendo todas uma relação direta com o comportamento dos equipamentos. [17]

Considerando um transformador de corrente com as seguintes características: 1500/1A 25 VA 5P30.

- Os 1500/1A representa a relação de intensidade entre primário e secundário;
- 25 VA é o valor da potência aparente que o transformador pode fornecer a uma carga igual à carga de precisão, para a corrente secundária nominal;
- A classe e o fator limite de precisão estão na última parte da expressão (5P30). A classe de precisão é igual ao limite superior do erro de corrente, expresso em por cento para corrente nominal primária e para a carga de precisão (valor de carga que estabelece as condições de precisão):
 - 5P é o índice de proteção que representa a classe;
 - O fator limite de precisão 30, é a razão entre a corrente primária limite de precisão nominal e a corrente nominal primária;

Tal significa que, se o transformador for ligado a uma carga real de 25 VA, o erro de razão composto é de 5% (classe 5P) quando a corrente que o atravessa é 30 vezes a corrente nominal primária, em regime estacionário. [17]

Quanto ao tipo construtivo, os TC podem ser do tipo Tore ou do tipo bobinado.

Tipo Tore

Os TC deste tipo não têm enrolamento primário, utilizando o condutor primário (uma espira) que passa através do centro do núcleo toroidal. A configuração toroidal é particularmente favorável no que toca ao circuito magnético, pois com essa geometria as linhas de fluxos percorrerão o material magnético numa direção de permeabilidade elevada, sem a presença de entreferros transversais. Por construção, apresentam um fluxo de dispersão muito reduzido.[17][19]

Tipo Bobinado

São habitualmente fabricados com mais do que uma espira primária e com enrolamentos uniformemente distribuídos. Apresentam uma certa quantidade de fluxo de dispersão. [17]

2.3.2.2. Transformadores de Tensão



Figura 2.7 - Transformador de Tensão 72.5 - 420 kV da ABB [22]

É um transformador de medida no qual a tensão secundária é, em condições normais de utilização, praticamente proporcional à tensão primária e desfasada em relação a essa de um ângulo aproximadamente zero, para um sentido apropriado das ligações. As características elétricas fundamentais do secundário nos TT são: a razão de transformação, tensões nominais, potência secundária de precisão, classe de precisão. Estas são as características com relação direta com o comportamento das proteções.[17]

Considera-se um transformador de tensão com as seguintes características:

Tabela 2.1 - Característica discriminadas do Transformador de Tensão

Transformador de Tensão	$\frac{150000/\sqrt{3}}{110/\sqrt{3}} V$ 50 VA cl. 0,2 – 3P.
Razão de transformação estipulada	$\frac{150000/\sqrt{3}}{110/\sqrt{3}}$
Potência de precisão	50 VA
Classe de precisão de medida	0,2
Classe de precisão de proteção	3P

Existem três tipos de transformadores de tensão:

- Indutivos
- Capacitivos
- Não-Convencionais

Os indutivos são do tipo magnético bobinado, com o circuito magnético suportado por duas bobinas. Nestes aparelhos, quando há variações abruptas na tensão primária, a tensão no secundário é capaz de seguir as variações de potencial da Rede de Alta Tensão. Os capacitivos são constituídos por uma cadeia de condensadores, colocados entre a fase da AT e a terra. Nos primeiros 10 a 20 ms, estes apresentam um desvio em relação à tensão da rede AT, o que é inconveniente para alguns relés de proteção. Já os não convencionais utilizam a fibra ótica multimodo e um cristal *Pockels*. O seu funcionamento é com base no efeito com este mesmo nome. Os capacitivos são os mais baratos e os não convencionais os mais caros. [17]

Localização em subestações

A localização dos TT nas subestações deve ter em conta o fenómeno da ferorrressonância. Este consiste na ressonância produzida pela interação entre uma capacidade e uma indutância com núcleo magnético saturável, alimentado por uma fonte sinusoidal. Pode estar na origem de funcionamentos incorretos de proteções uma vez que provoca uma sobreposição de várias oscilações periódicas. Também pode colocar em perigo o material através de aquecimento e sobretensões.[17]

Assim, os TT indutivos contribuem para o fenómeno descrito, mas também são indispensáveis nos painéis equipados com proteções rápidas, que necessitam de uma imagem correta da tensão no início do curto-circuito. Tendo em conta o tipo de disjuntor e o posicionamento do TT nos barramentos ou na cabeça da linha, pode ser associada ao TT indutivo uma proteção contra a ferorrressonância. Os transformadores de tensão capacitivos não causam este fenómeno mas devem ser utilizados apenas em painéis equipados com proteções com menor rapidez de operação. Estes últimos são instalados em barramentos para alimentar equipamentos de medida e controladores de sincronismo.[17]

2.3.3. Seccionadores

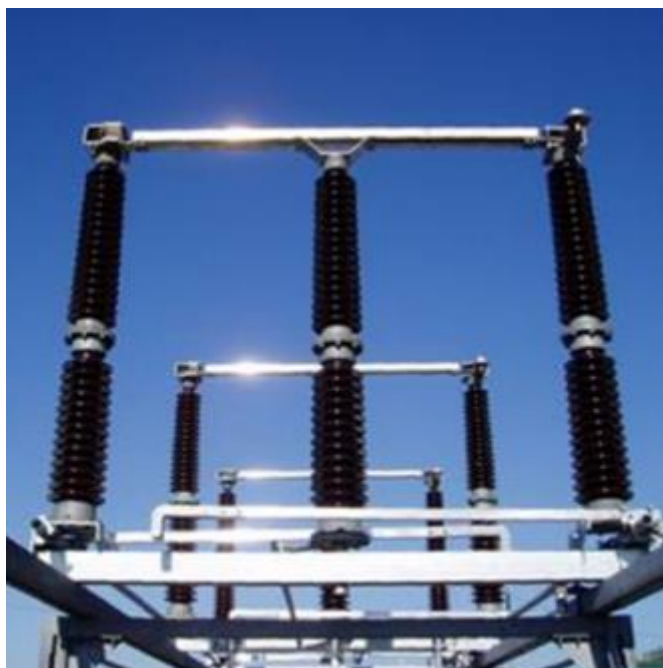


Figura 2.8 - Seccionador de Alta Tensão [20]

2.3.3.1. Definição e Características

São equipamentos de extrema importância no contexto de uma subestação. Uma das suas características fundamentais é não funcionarem em carga, operando apenas quando houver uma diferença de potencial insignificante entre os seus terminais ou em casos de restabelecimento ou interrupção de correntes desprezáveis. Como tal, a operação destes dispositivos só ocorre depois da atuação dos disjuntores no corte de carga. Os seccionadores não devem oferecer resistência à passagem de corrente elétrica quando estão na posição fechada. Como não têm nenhum mecanismo para contrariar o arco elétrico, pois tratam-se de aparelhos de baixa velocidade, só devem funcionar quando não se encontram em carga. As três características mais importantes que os seccionadores devem apresentar são: abrir e fechar de forma fiável quando são chamados a operar, transportar continuamente correntes sem sobreaquecer e permanecer fechados quando sujeitos a correntes de defeito. [13]

2.3.3.2. Funcionalidades

São usados normalmente para isolar equipamentos que têm de ser sujeitos a manutenção. Para tal, são instalados em cada lado do equipamento e, estando em posição aberta, garantem que não passa corrente elétrica, podendo realizar-se a manutenção em segurança.

Visto que componentes como baterias de condensadores, barramentos ou linhas de transmissão não se encontram aterrados, podem-se acoplar aos seccionadores facas de terra, de forma a aterrar o equipamento em manutenção, garantindo a segurança do procedimento. As facas do seccionador são terras fixas, não sendo possível a sua mudança para outros locais, ficando a proteger um local específico. No entanto, quando os seccionadores estão abertos, também é possível, por acréscimo ou alternativa às fixas, acoplar terras portáteis ao aparelho. Estas, como o nome indica, poderão alterar o local que aterram. Os chamados seccionadores de terra também podem desempenhar as mesmas funções, quer estando acoplados a seccionadores simples, quer surgindo de forma isolada. Os seccionadores desempenham uma

função importante em assegurar a manutenção de outros equipamentos como disjuntores, sendo usados para fazer o seu *by-pass* (caminho alternativo). Também são usados em manobras da subestação quando há transferência de carga entre barramentos, em que um necessita de manutenção. [13]

2.3.3.3. Formas de Operação

O comando de operação de um seccionador pode ser feito de forma manual ou automática. Os mecanismos de operação manuais mais comuns de um seccionador são o swing handle ou a manivela. A sua escolha é baseada na força requerida que é necessária para o funcionamento do aparelho. A prática geral é a de usar o swing handle para seccionadores de 69kV ou menos, ou 1200 A ou menos de corrente contínua e manivela para aqueles de tensão superior a 115kV ou de corrente contínua superior a 1600 A. Isto pode variar de acordo com o tipo de seccionador utilizado, uma vez que cada um tem os seus requisitos de funcionamento. Também se podem acionar os dispositivos remotamente, estando o seccionador integrado no sistema de supervisão e controlo das subestações (SCADA). [13]

Os seccionadores têm características que obrigam a que a sua ação, de fecho ou abertura, ocorra de forma temporizada para que não haja nenhum dano no equipamento e não se coloquem em risco vidas humanas. Para tal, é acoplado aos seccionadores um equipamento de encravamento que impede que ocorram erros na sequência de operação. O objetivo passa sempre por assegurar que os disjuntores cortam a carga antes dos seccionadores abrirem quando se pretende tirar de serviço um certo ramo. Por outro lado, quando se pretende recolocar em serviço o ramo, os seccionadores estão fechados antes do disjuntor voltar à posição de engate.

2.3.3.4. Tipo de Abertura

A forma como as lâminas do seccionador operam também é um fator importante deste equipamento, podendo ser de abertura lateral, central, vertical ou uma combinação das anteriores. Para escolher essa característica, devemos ter em conta aspetos como os níveis de tensão, a manobra da subestação, as limitações do afastamento elétrico e a função que se está a desempenhar.

Os seccionadores de abertura vertical são os mais usados, têm maior versatilidade relativamente aos outros, podem ser instalados quando o espaço entre fases é mínimo e são bons para instalações em localizações com correntes de defeito elevadas. Nestes estão incluídos os pantográficos e semipantográficos, que possuem uma lâmina articulada. Existem também seccionadores de dupla abertura, que podem ser instalados em espaçamentos mínimos de fase e de altura e não necessitam de um contrapeso pois não necessitam de ser levantados durante a operação, contrariamente a alguns verticais. Também interrompem correntes de defeito elevadas e têm a vantagem de interromper correntes magnetizantes elevadas devido ao seu sistema de duas ruturas por fase. Os seccionadores de abertura lateral e central podem ser instalados com espaçamento mínimo em altura mas precisam de espaçamento entre fases maior que os outros. Podem ser acoplados integralmente seccionadores de terra a qualquer um dos equipamentos com as aberturas referidas. [13]

2.3.4. Disjuntores



Figura 2.9 - Disjuntores de Alta Tensão [24]

Os disjuntores são os principais equipamentos de segurança de uma subestação, sendo os dispositivos de manobra mais eficientes entre os que são usados nas redes elétricas.

É um equipamento mecânico de manobra capaz de estabelecer, conduzir e interromper correntes sobre condições normais do circuito e num determinado intervalo de tempo. Também interrompem correntes sob condições anormais, tais como as de curto-circuito.[13]

A principal função dos disjuntores é o corte de correntes de defeito no menor tempo possível, de forma a evitar ou limitar possíveis danos nos equipamentos. Também devem atuar perante correntes normais de carga, correntes de magnetização de transformadores e correntes capacitivas de bancos de condensadores e linhas em vazio. Aquando da manobra de fecho, no caso de um curto-circuito, o aparelho deve atingir a sua posição fechada de forma a conduzir corretamente a corrente CC. Na abertura, devem suportar todas as manobras possíveis da rede onde se encontram.

Devem ser acompanhados dos respetivos relés de proteção, que são responsáveis pela deteção de correntes elétricas do circuito, tomando a decisão de atuação do disjuntor. Sem os relés de proteção, os disjuntores tornam-se apenas equipamentos de manobra sem características de proteção.

Na escolha dos disjuntores devem-se considerar os valores nominais e as condições de serviço anormais que podem ocorrer em carga. Sendo que se trata de um aparelho de corte é preciso calcular as correntes de curto-circuito no local de instalação do disjuntor. Este deve ter alguma folga na sua projeção quando comparado com os valores a cortar, uma vez que a potência das cargas está em crescimento constante.

Os disjuntores podem ser classificados de acordo com o nível de tensão para onde são usados (segundo a norma IEC 56), o tipo de instalação (interior e exterior), e tipo construtivo. Este último é a característica mais usada para a classificação, consistindo no princípio usado para a extinção do arco elétrico. Dividem-se em disjuntores:

- De óleo
- De ar comprimido
- De hexafluoreto de enxofre (SF₆)
- De vácuo

2.3.4.1. Disjuntores de óleo

Estes disjuntores consistem numa tina com óleo, na qual existiam dois contactos móveis que, ao afastarem-se, originam a interrupção da corrente. Os disjuntores de grande volume de óleo, devido à grande quantidade de óleo de que necessitam, têm um grande risco de incêndio e explosão, pelo que estão praticamente postos de parte. [14]

2.3.4.2. Disjuntores de ar comprimido

Têm um elevado poder de corte e tempos de atuação muito pequenos, sendo utilizados até às mais altas tensões. Como cada unidade de corte tem uma pequena capacidade de corte usam-se várias câmaras de corte em série. Um disjuntor para 420kV necessita de cerca de 10 câmaras de corte por fase. Normalmente usam-se capacidades ligadas em paralelo para assegurar uma divisão da tensão conveniente. Uma vez que necessitam de ar comprimido a pressões muito elevadas (2MPa), a possibilidade de fugas é muito elevada, tornando a manutenção cara. Gera muito ruído pelo que, caso seja instalado em zonas residenciais, requer a utilização de silenciadores. Isso torna o equipamento mais volumoso, aumentando a área de instalação e respetivas despesas.[14]

2.3.4.3. Disjuntor de SF₆

Estes disjuntores apresentam boas características de corte, não sendo, em geral, necessário utilizar resistências em paralelo para a redução da tensão de restabelecimento. Funcionam por ação de uma mola, que é mantida em tensão por um servomotor e podem realizar mais de dez mil manobras sem haver necessidade de substituir qualquer componente. Têm um impacto visual e uma dimensão reduzidos, podem ser utilizados em instalações subterrâneas, em zonas com condições climáticas adversas e em locais sujeitos a cheias. Necessitam de uma manutenção reduzida e têm uma taxa de avarias baixa. No entanto, apresentam algumas desvantagens ambientais devido à utilização do SF₆, que já foram referidas anteriormente na descrição das GIS.[14]

2.3.4.4. Disjuntor de Vácuo

São os mais utilizados em redes de distribuição de média tensão, havendo já estudos e ensaios laboratoriais de protótipos no sentido de serem produzidos disjuntores de vácuo para serem utilizados em redes de transmissão, devido aos problemas ambientais resultantes da utilização do SF₆ e do óleo. A sua atuação necessita de uma energia muito reduzida, tem baixos custos de manutenção e não causa problemas ambientais na sua utilização. Os disjuntores de vácuo são caracterizados por poderem suportar elevadas taxas de crescimento da tensão de restabelecimento, tendo vantagem sobre os disjuntores a SF₆ neste aspeto.[14]

Contrariamente aos outros disjuntores em que o arco se forma no dielétrico existente entre os contactos, neste disjuntor o arco surge nas partículas metálicas que se libertam dos contactos. Estes possuem normalmente uma liga de cobre e cromo. É assim possível alterar as

características do disjuntor mudando os materiais de que são construídos os contactos. A pressão utilizada num disjuntor de vácuo é cerca de 10^{-6} Bares. O afastamento dos contactos é de cerca de 6mm nas câmaras de corte para 12kV e de 12mm nas de 36kV. A característica dielétrica do vácuo está muito dependente do nível de pressão. Isto significa que qualquer aumento da pressão do vácuo para valores superiores a 10^{-3} Bar faz com que a resistividade do vácuo seja muito baixa, comprometendo a atuação do disjuntor.[14]

2.3.5. Disjuntores-Seccionadores

Estes aparelhos combinam as funcionalidades de dois seccionadores e um disjuntor, cortando carga e retirando e recolocando zonas da subestação em serviço. Quando este aparelho é usado para cortar carga, o seu contacto primário é similar a um disjuntor vulgar, não havendo outras ligações. Quando é usado como seccionador, para permitir trabalhos noutras partes do sistema de AT, fornece-se energia a um sistema separado, fazendo este o encravamento mecânico das chaves na posição aberta. Existe uma ligação fechada à terra, como se pode ver na figura, a amarelo e preto. Assim, a manutenção em questão poderá fazer-se em segurança. [21][22]



Figura 2.10 - Disjuncto-Seccionador 72.5 - 550 KV da ABB

Com a evolução dos disjuntores, a sua necessidade de manutenção diminuiu substancialmente, como se ilustra na figura abaixo. Atualmente, nos disjuntores modernos a SF6, os seus intervalos de manutenção que requerem a interrupção do circuito primário são de 12 a 20 anos. Isto permite que a saída de serviço seja coordenada com a inspeção da linha de interligação, transformador etc. Por outro lado, o desenvolvimento dos seccionadores incidiu na redução de custos através do material usado, o que não permitiu uma melhoria nas suas necessidades de manutenção nem na fiabilidade. O intervalo de manutenção pode variar entre 2 e 6 anos, dependendo da quantidade de poluição a que estão expostos. Assim sendo, a função que outrora os seccionadores desempenhavam em assegurar a manutenção dos disjuntores,

deixou de ser tão premente. Agora, o seccionamento é mais necessário nos trabalhos nas linhas e nos transformadores. [21][22]

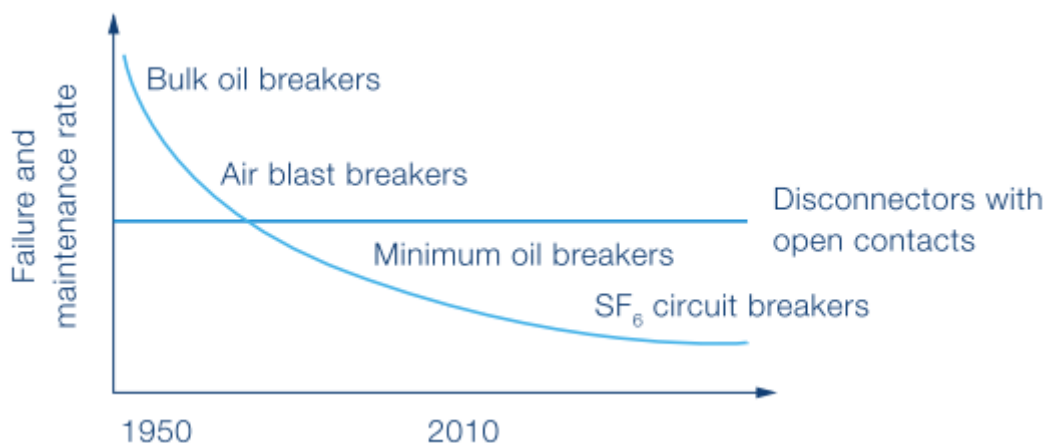


Figura 2.11 - Gráfico que ilustra a evolução dos tempos de manutenção dos seccionadores e das tecnologias disjuntores [23]

Assim, a introdução do disjuntor-seccionador permite uma menor necessidade de manutenção (igual a um disjuntor SF6), o que diminui a despesa com material e pessoal, um aumento na fiabilidade, uma redução impacto ambiental, com menos 50% de CO2 emitido, a simplificação da configuração da subestação e a redução para metade na necessidade de espaço. [23]

Apesar de todas as vantagens apresentadas, o uso deste aparelho continua-se a restringir maioritariamente aos países nórdicos, com especial ênfase na Suécia, o propulsor desta medida. Em Portugal, e no caso de estudo em Nazca, este equipamento não é utilizado, apostando-se na configuração tradicional, com um seccionador em cada lado do disjuntor de forma a garantir o seu isolamento eficazmente.

2.3.6. Proteção contra Sobretensão

Há um conjunto de aparelhos que protege os equipamentos contra as sobretensões, quer atmosféricas quer de manobra. Para tal, devem apresentar as seguintes características:

- Forte impedância (de preferência infinita) durante o serviço normal da rede, garantindo um mínimo de perdas em regime estacionário;
- Uma fraca impedância quando são solicitados por uma sobretensão, de forma a garantirem a limitação da tensão;
- Dissipar ou armazenar, sem deterioração, a energia que acompanha a sobretensão.
- Retornar ao seu estado inicial depois da dissipação da sobretensão.

2.3.6.1. Disruptores

Consistem em duas hastes, uma ligada ao condutor a proteger e outra ligada à terra. Têm um intervalo ajustável entre si, de forma a permitir a disrupção caso as sobretensões da rede ultrapassem o nível de proteção desejado. Os disruptores não limitam nem interrompem a corrente de descarga, ou seja, a corrente que acompanha a disrupção do equipamento. Esta dá lugar a pelo menos um defeito fugitivo monofásico que deve ser interrompido pelo disjuntor. A utilização de disruptores deve ser limitada a certas aplicações (rede MT, por exemplo). Assim, estes equipamentos apenas são regulados para que as sobretensões de manobra normais não provoquem disrupção, ficando a sua utilização limitada à proteção contra sobretensões de descarga atmosférica. [17]

2.3.6.2. Hastes de Franklin

Haste metálica que se destina a captar descargas atmosféricas, sendo simples, visível e barata. Encontra-se sempre em ligação à terra e tem menos eficiência que outros aparelhos de proteção. A área protegida por um para-raios pode ser calculada pelo método geométrico apresentado na figura a: $d = 9,4 * I^{2/3}$, onde d é a distância de escorvamento que é função do valor de crista da corrente de descarga (kA). O método de proteção pela esfera rolante assume que o último traço descendente do raio que vai atingir a instalação a proteger tem a forma de esfera rolante de raio d . Assim, considerando a área em que o limite da esfera está tangente em simultâneo com a haste de Franklin e com o solo, a zona protegida pelo para-raios será a que se encontra fora da esfera e por baixo da haste.[24][25]

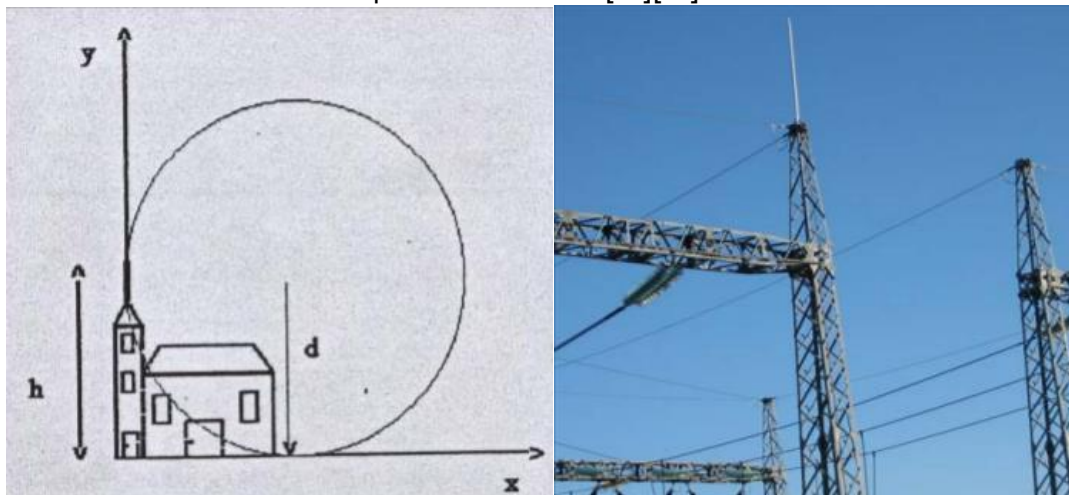


Figura 2.12 - Representação da zona protegida(a) e haste de Franklin (b) [25]

2.3.6.3. Descarregadores de Sobretenção

Os Descarregadores de Sobretenções são usados para proteger equipamentos e instalações das eventuais sobretenções de manobra, sendo normalmente classificados pela sua capacidade de descarga de corrente. Podem ser do tipo convencional ou a óxido de zinco. Estes últimos utilizam resistências não lineares, que não obedecem à lei de Ohm. Quando estão à tensão nominal funcionam como isolante e, à medida que a tensão sobe, começam a comportar-se como curto-circuito, sendo a sua resistência variável.

À frequência nominal do sistema, a tensão máxima a que o descarregador poderá ser submetido sem que se processe a descarga da corrente elétrica através dele, é denominada de tensão disruptiva à frequência nominal. Para um dado valor de sobretenção, o descarregador, que em regime estacionário funciona como isolador, passa a ser condutor. Assim, descarrega parte da corrente, reduzindo a crista de onda a um valor que depende das características desse equipamento. Os descarregadores limitam a corrente de descarga e interrompem essa corrente quando a sobretenção desaparece, evitando assim o disparo do disjuntor da linha. Têm um custo superior aos disruptores, mas não apresentam os seus inconvenientes.[17]



Figura 2.13 - Descarregador de Sobretenção [26]

2.3.7. Banco de condensadores



Figura 2.14 - Bateria de Condensadores de 75 MVar numa Subestação de 150 kV [27]

Este equipamento é constituído por vários conjuntos de baterias de condensadores em série ou paralelo que têm como função realizar a compensação da potência reativa de forma a minimizar as perdas nas linhas e otimizar o desempenho do sistema, compensando o fator de potência das cargas. Esta compensação de potência reativa reduz o custo do sistema pela redução de perdas, permitindo uma melhor regulação da tensão, o que aumenta os seus níveis nos terminais de carga.

As baterias de condensadores são utilizados nos sistemas de transporte para diminuir a reatância série das linhas. Isto vai permitir um aumento da capacidade de transporte na linha e um aumento da estabilidade do sistema.

2.3.8. Reatância de Neutro

A ligação ao neutro permite proporcionar uma referência comum para as tensões do sistema. O neutro pode ser ligado diretamente à terra, ou por intermédio de uma resistência, de uma reatância ou ser isolado. Cada caso tem a sua particularidade relativamente às consequências que tem para as correntes de defeito e níveis de sobretensões.

Se o ponto de neutro está acessível, a reatância é colocada entre o neutro e a terra. Muitas vezes, os transformadores de potência AT/MT utilizados numa subestação dispõem de ligação em triângulo no secundário, não estando o neutro acessível. Neste caso, deve ser criado um neutro artificial utilizando um transformador ligado em zigue-zague para efetuar a ligação do neutro à terra através de uma reatância de neutro. A reatância de neutro permite limitar as sobretensões e as correntes de defeito. Numa subestação AT/MT, estas serão instaladas no Parque Exterior de Aparelhagem, e ligadas aos barramentos de MT do quadro metálico por intermédio de uma cela. Atualmente, aquando de um novo projeto de uma SE, a EDP Distribuição prevê a instalação de um neutro artificial, mas dotando-o de reactâncias de dispersão suficientes para realizar um regime de neutro com reactância limitadora. É também corrente a prática de, uma vez considerado um neutro artificial, aproveitar-se a reactância de dispersão respetiva para se efetivar um neutro limitador com reactância, associando-se “neutro artificial” com “reactância limitadora”, e raramente considerando-se a hipótese praticada noutros países como França, de se ligar uma resistência limitadora no neutro disponibilizado pelo enrolamento em zigue-zague. [28][29]

2.3.9. Isoladores



Figura 2.15 - Isoladores Elétricos numa Subestação [30]

Nas subestações, empregam-se isoladores como elementos de montagem. Estes podem ser revestidos de várias formas conforme os fins a que se destinam. Em espaços interiores são usados isoladores de porcelana ou de materiais epóxidos, enquanto ao ar livre se adotam isoladores de porcelana e de vidro. Os que se colocam no exterior possuem saias, que têm como função aumentar o comprimento da linha de fuga, de forma a conseguir melhor comportamento contra a humidade. São utilizados isoladores de amarração e isoladores de suporte. Os primeiros

são usados em cadeias de amarração permitindo quase qualquer distância de contornamento, adicionando umas unidades após as outras. Já os isoladores de suporte, como o nome indica, têm a função de suportar os condutores dos barramentos. [33]

2.4. Topologias de barramentos

Como parte integral da rede de transporte e distribuição, a subestação funciona como uma conexão ou ponto de ligação para fontes de geração, linhas de transmissão e transformadores elevadores e abaixadores. Existem vários tipos de configurações para os barramentos de uma subestação, que têm como objetivo apresentar a maior fiabilidade e flexibilidade possíveis, enquanto respeitam os requisitos do sistema e minimizam os custos de investimento.[31]

É considerada fiabilidade a probabilidade de um sistema ser capaz de desempenhar as suas funções de forma adequada, num dado período de tempo e nas condições de funcionamento especificadas.[32]

A flexibilidade de operação passa pela pluralidade de opções que se podem tomar perante alguma ocorrência. Por exemplo, um barramento adicional dará mais flexibilidade à configuração, tendo também um impacto na fiabilidade.

A escolha dos níveis de tensão depende da carga que tem de ser alimentada, bem como a distância a que ela se encontra da geração. Quanto maiores forem as duas, maior será o potencial nas linhas de transmissão e distribuição.

Há vários fatores a ter em conta na escolha de uma configuração adequada da subestação. Entre eles, podem-se mencionar a voltagem, a capacidade de carga, as questões ambientais, as limitações de espaço e os requisitos das linhas de transmissão. A seleção do barramento da subestação, tendo em conta os equipamentos usados, a localização escolhida (secção 3.1) e o trabalho necessário, deve ter como objetivo satisfazer os requisitos técnicos mínimos, de forma aos custos serem os mais baixos possíveis. A configuração dos barramentos e o equipamento de comutação escolhido vão determinar o número de aparelhos usados, podendo-se assim determinar o custo total. Uma subestação deve ter uma fiabilidade elevada, ser segura, económica e ter o desenho mais simples possível. Este deve oferecer flexibilidade de operação, baixos custos de manutenção e dar a possibilidade de expansão futura. O *layout* também deverá ter em conta a forma como estas extensões futuras poderão ser realizadas sem interromper o serviço. [31]

2.4.1. Barramento Simples

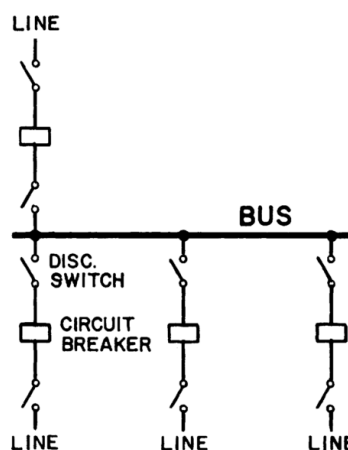


Figura 2.16 - Configuração de Barramento Simples [31]

Todas as ligações se encontram num único barramento. Esta é a configuração mais simples possível, sendo muitas vezes a fase inicial no desenvolvimento de uma subestação que vai ter acréscimos de equipamentos e funcionalidades. É geralmente usada em subestações de pequena dimensão. Tratando-se apenas de um barramento, mesmo com um relé de proteção, a sua fiabilidade é muito baixa, uma vez que um defeito ou uma necessidade de manutenção no barramento ou nos seus circuitos subjacentes implica a saída de serviço de todo o sistema. Comparativamente a outras configurações, o seu custo é baixo. No entanto, também apresenta pouca flexibilidade de operação, sendo necessários aparelhos de comutação adicionais fora da subestação no caso duma transferência de carga. As ligações das linhas ao barramento são simples, visto que todas estão ligadas ao mesmo barramento. Como tal, podem ser ligadas a ele de forma a ficar perto das respetivas linhas de saída, o que reduz as ligações fora da subestação. Esta configuração só se deve aplicar em casos de baixos níveis de carga e requisitos de disponibilidade.[13][31]

2.4.2. Barramento Principal e de Transferência

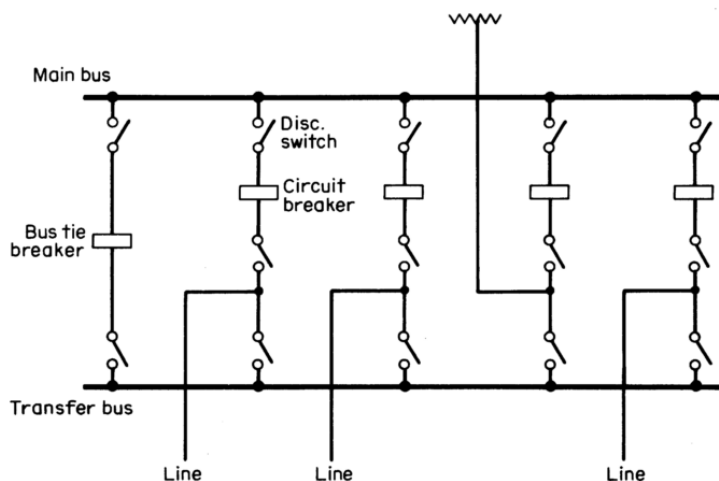


Figura 2.17 - Configuração de Barramento Principal e de Transferência [31]

Esta topologia acrescenta um barramento de transferência à de barramento simples. Também é acrescentado um disjuntor, por onde se faz a ligação ao barramento de transferência. Quando é retirado de serviço um disjuntor, a ligação referida entre os dois barramentos assegura que a carga respetiva continua a ser alimentada. Tem a possibilidade de manutenção de um dos barramentos mantendo as cargas no outro barramento, ainda que com limitações de proteção. Devido à sua relativa complexidade, esta topologia pode levar a que a operação dos seccionadores cause erros de operação e saída de serviço. Apesar do seu baixo custo, este esquema não apresenta níveis altos de fiabilidade e flexibilidade, embora superiores ao barramento simples.[31][9]

2.4.3. Barramento Duplo com Disjuntor Simples

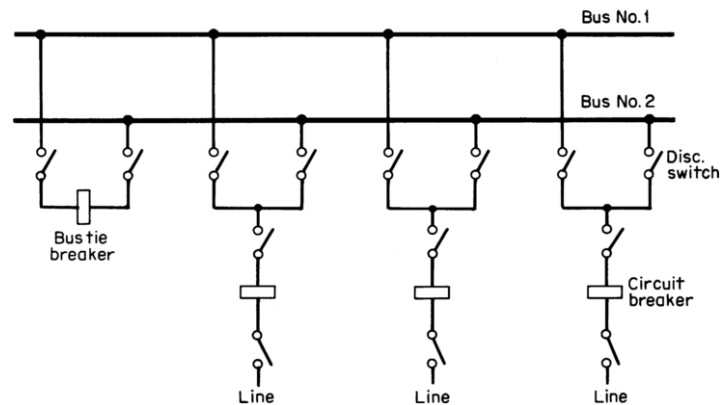


Figura 2.18 - Configuração de Barramento Duplo com Disjuntor Simples [31]

Este esquema liga cada circuito a dois barramentos, tendo um disjuntor de conexão entre eles. Este encontra-se fechado em operação normal, permitindo que cada circuito esteja ligado a pelo menos um barramento. Isto vai aumentar a fiabilidade e a flexibilidade de operação, podendo ocorrer um defeito sem a interrupção do fornecimento às cargas. Caso o disjuntor de conexão esteja aberto, esta topologia passa a funcionar como um barramento simples. A manutenção dos barramentos será feita com mais facilidade, mas a dos disjuntores continuará a necessitar de seccionamento e retirada de serviço à semelhança do barramento simples. O relé de proteção será complexo devido à transferência de circuitos entre barramentos. O barramento, seccionadores e disjuntores a mais implicam maiores custo e uso de área que as configurações anteriores. Em situações em que a transferência de carga e fiabilidade de operação são mais importantes, esta configuração é adequada.[13]

2.4.4. Barramento Duplo com “By-pass”

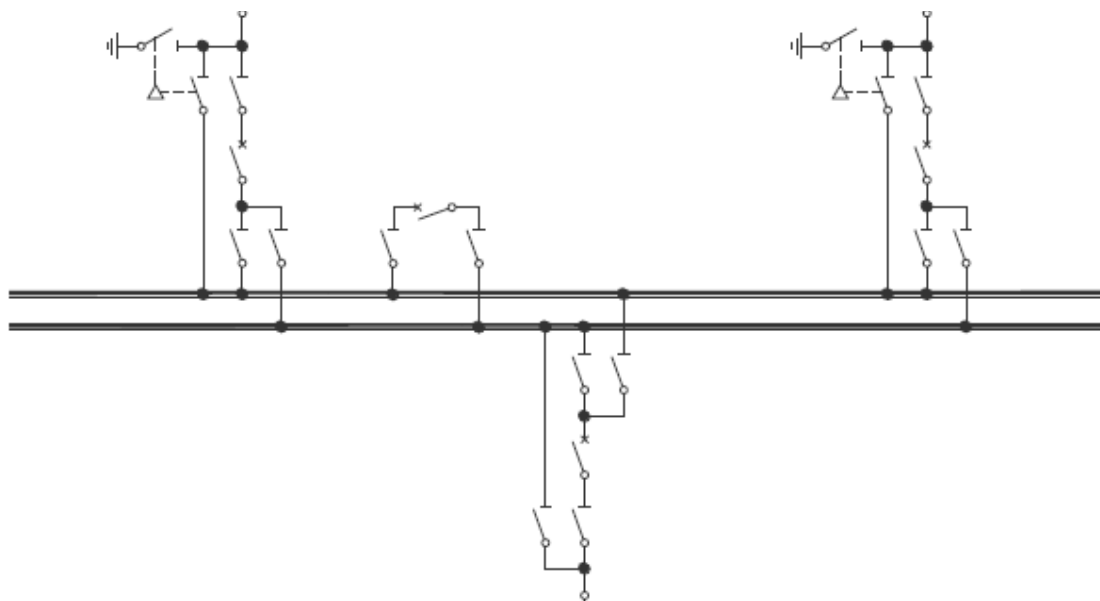


Figura 2.19 - Configuração de Barramento Duplo com “By-Pass” [33]

Com esta configuração, consegue-se fazer manutenção do disjuntor de uma linha ou transformador, ou mesmo a sua substituição, sem interrupção de serviço. No entanto, a linha

fica protegida pelo disjuntor do paralelo de barras durante as manobras. Nesta configuração, o disjuntor do paralelo de barras pode servir como unidade de reserva para a aparelhagem de corte de qualquer uma das linhas.

2.4.5. Barramento Duplo com Disjuntor Duplo

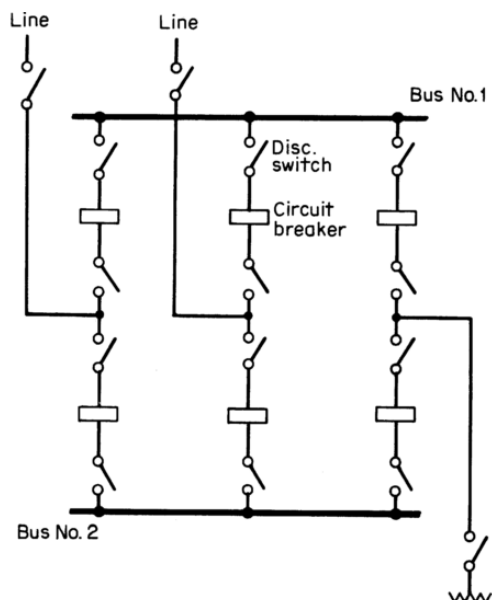


Figura 2.20 - Configuração de Barramento Duplo com Disjuntor Duplo [31]

Cada circuito tem dois disjuntores e dois barramentos. Estes últimos devem ser localizados um em relação ao outro de forma a minimizar a possibilidade dos defeitos se alastrarem aos dois barramentos. Feito isso, é possível isolar uma falha num barramento sem interromper algum dos circuitos de carga. Os circuitos são independentes entre si, não havendo interrupção de outro para além daquele onde ocorre o defeito, o que significa uma elevada fiabilidade. A manutenção dos seccionadores é facilitada, visto que podem ser retirados de serviço sem perturbar o funcionamento do circuito em que se encontram, estando neste apenas um dos disjuntores fechados. Isto permite uma grande flexibilidade de operação. À semelhança do que foi já dito, o acréscimo de equipamento nesta topologia vai implicar uma despesa maior. Aplica-se para cargas que necessitam de elevada fiabilidade e baixo tempo de interrupção e é expansível para várias configurações, como disjuntor e meio e barramento em anel.[13][31]

2.4.6. Barramento em Anel Simples

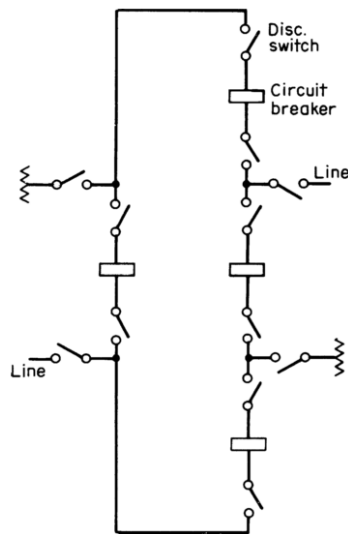


Figura 2.21 - Configuração de Barramento em Anel Simples [31]

Neste caso, os disjuntores estão dispostos em anel com os circuitos ligados entre eles. Possui uma fiabilidade elevada porque, com uma operação adequada do relé de proteção, uma falha no barramento apenas vai interromper o circuito nessa secção, não sendo afetado mais nenhum dispositivo. No entanto, a operação dos relés é de projeção complexa. Os seccionadores e barramento no anel devem ter o mesmo nível de intensidade, visto que o fluxo de corrente vai alterar-se dependendo da posição dos seccionadores. A manutenção nesta configuração é bastante flexível, podendo um disjuntor assegurar a proteção da linha enquanto outro está fora de serviço. Também se pode isolar um barramento ou circuito sem impacto para o resto do sistema. Naturalmente, os custos desta topologia são superiores aos do barramento simples, do principal e de transferência e do duplo com disjuntor simples, já que são necessários dois disjuntores para cada circuito. Quando a fiabilidade e disponibilidade são prioritárias, esta configuração é adequada. No entanto, tem as desvantagens de ocupar uma área considerável, dum encravamento de um disjuntor, dependendo de quantos há no circuito, poder provocar a saída de serviço de toda a subestação, de haver um limite ao número de circuitos viáveis nesta configuração e de exigir uma atuação elevada nos equipamentos do barramento e na linha. É prática comum construir subestações de grande dimensão com uma configuração inicial em anel. Para mais de cinco circuitos de saída, esta configuração costuma-se converter para um esquema de disjuntor e meio. [13][31]

2.4.7. Barramento Duplo com Disjuntor e Meio

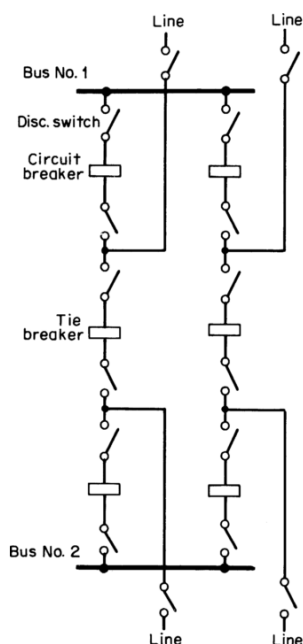


Figura 2.22 - Configuração de Barramento Duplo com Disjuntor e Meio [31]

É em muitos casos a fase de desenvolvimento seguinte a um barramento em anel. Em cada circuito, apresenta três disjuntores em série entre dois barramentos. Dois circuitos estão ligados entre os três disjuntores, daí o termo disjuntor e meio. Em operação normal, os disjuntores estão fechados e os barramentos energizados. Um circuito é aberto disparando os dois disjuntores associados aos barramentos. Esta topologia tem uma elevada fiabilidade e boa operação dos relés de proteção, não havendo interrupção de circuitos em caso de falha. Um defeito no barramento ou manutenção em disjuntores também não retirará nenhuma carga de serviço. A área utilizada será elevada e crescerá com o aumento da tensão. O seu custo será razoável, tendo em conta a sua flexibilidade e fiabilidade melhoradas. O disjuntor e meio pode-se expandir de acordo com as necessidades, apresentando-se esta como a possível configuração final de uma subestação. [13][31]

2.5. Proteções

O sistema de proteção é um sistema discriminativo, projetado de acordo com as características e requisitos do sistema de energia, que monitoriza o funcionamento do sistema e, em condições anormais, atua sobre a aparelhagem de corte de modo a isolar o defeito. Deve possuir um número suficiente de aparelhos de corte corretamente localizados de modo a desligar os componentes em defeito e fazê-lo apenas quando necessário.

Cada equipamento deverá ser protegido, no mínimo, por dois conjuntos de proteção completamente independentes e redundantes. Assim, uma será chamada proteção principal e a outra denominada proteção ‘de socorro’ ou ‘de reserva’.

Os relés de proteção são uma parte nuclear deste sistema, detetando as falhas que possam ocorrer e fazendo a ligação aos equipamentos de pátio que integram o sistema de proteção como seccionadores e disjuntores. Os relés utilizados nas subestações novas são digitais.

Realizam a supervisão contínua dos equipamentos e dos dados que deles vão recebendo (dos TC's e dos TT's), detetando anomalias que possam surgir e reparando o problema antes que haja uma operação incorreta. Assim, isolam a região afetada pelo defeito, alterando a topologia do circuito. Para tal, necessitam de informação como os valores de tensão, da corrente e do desfasamento entre elas no momento da falha. Também é importante identificar que tipo de defeito ocorre e como afeta o funcionamento do sistema, sabendo se se encontra ou não na sua zona de ação. [34]

2.5.1. Caraterísticas Funcionais

Os sistemas de proteção operam entre si com um princípio de seletividade e coordenação. Para se obter a seletividade em redes radiais, ou seja, uma discriminação correta entre o troço afetado pelo defeito e o resto da rede, sendo o primeiro cortado e ficando o resto da rede em serviço, e realizar a coordenação entre as proteções dos troços sucessivos, aplicam-se diferentes métodos.

2.5.1.1. Seletividade

A seletividade é uma das caraterísticas funcionais mais importantes que um sistema de proteção deverá possuir. Consiste no isolamento apenas do equipamento defeituoso aquando da ocorrência de um defeito.

2.5.1.2. Pelo Tempo

O sistema de proteção o mais próximo possível do defeito funcionará em primeiro lugar. A coordenação da seletividade assegura que as proteções atuam para defeitos que ocorram na sua zona de proteção. Em caso de falha de algum elemento do sistema de proteção de um troço que leve à não eliminação do defeito, a reserva é assegurada, pelo menos, pelo sistema de proteção a montante.[35][34]

2.5.1.3. Pela Corrente

A diferença de impedância entre a fonte e os diferentes pontos da rede vai fazer a corrente de defeito variar de acordo com a posição onde este ocorre. Assim, isso significa que o relé de cada troço terá um valor de regulação para funcionar unicamente para a corrente de defeito relativa a esse mesmo troço, realizando, em teoria, uma seletividade total, porque o relé irá proteger a totalidade da sua zona. [35]

2.5.1.4. Rapidez de operação

O sistema deverá atuar o mais rapidamente possível, de modo a:

- Reduzir os danos nos equipamentos;
- Aumentar a eficiência no reengate automático;
- Reduzir o intervalo de tempo em que a tensão assume valores diferentes do nominal;
- Manter a estabilidade do sistema.

Tabela 2.2- Níveis de tensão e respetivos tempos de eliminação de defeitos [34]

Níveis de Tensão	Tempos de eliminação
300-500 kV	100-120 ms
110-220 kV	150-300 ms
6-15 kV	1.5-3.0 s

Podemos observar que os tempos são decrescentes com o aumento do nível de tensão. Também temos de ter em conta do tempo de atuação dos disjuntores na eliminação do defeito. Estes tempos têm vindo a decrescer com o avanço tecnológico.

2.5.1.5. Fiabilidade e Segurança

O sistema deve atuar no caso de ocorrência dum defeito na sua zona de proteção e não deve operar sob condições em que não esteja previsto que atue.

2.5.1.6. Sensibilidade

As proteções deverão ser suficientemente sensíveis para: [34]

- Operarem nas condições de defeito associadas às menores intensidades de corrente de curto-circuito;
- Não atuarem nas condições de carga que originam as máximas intensidades de corrente.

2.5.1.7. Reengate

O seu objetivo é aumentar a segurança do sistema diminuindo a diferença entre fiabilidade e segurança. Pode ser de tipo manual, atuando-se ou no próprio equipamento, ou num painel de controlo ou no SCADA. Em alternativa, pode ser automático, através de religadores ligados aos relés.[34]

2.5.1.8. Zonas de Proteção

É um conjunto definido de equipamentos que um equipamento de proteção deverá proteger. Ocorrendo um defeito numa determinada zona, deverá originar a atuação da proteção da respetiva zona. Deve haver a capacidade para detetar defeitos que ocorram dentro dessa zona e apenas desligar os equipamentos nela inseridos. As zonas podem ser abertas, não restritivas, quando não são definidas de forma completa pelos transformadores de corrente, ou seja, quando podem variar de acordo com o valor das correntes de defeito ou com a configuração do sistema. Também podem ser diferenciais ou fechadas no caso de a zona ser completamente seletiva através de todos os *inputs* obtidos. [34]

2.5.2. Filosofia de Proteção

2.5.2.1. Proteção Diferencial Longitudinal

O princípio de funcionamento desta proteção é baseado na comparação da amplitude e da fase das correntes primárias de cada extremidade do circuito a proteger. Portanto, como o nome indica, é a diferença entre a corrente elétrica que entra e a que sai do elemento em questão. O sistema de proteção num dos lados monitoriza as correntes, ao mesmo tempo que, através de equipamentos de teleproteção, envia essas grandezas para comparação com as da outra extremidade. Esta comparação é feita através de relés ligados aos transformadores de corrente. É uma proteção de alta velocidade, que se aplica em linhas aéreas e cabos subterrâneos. [35]

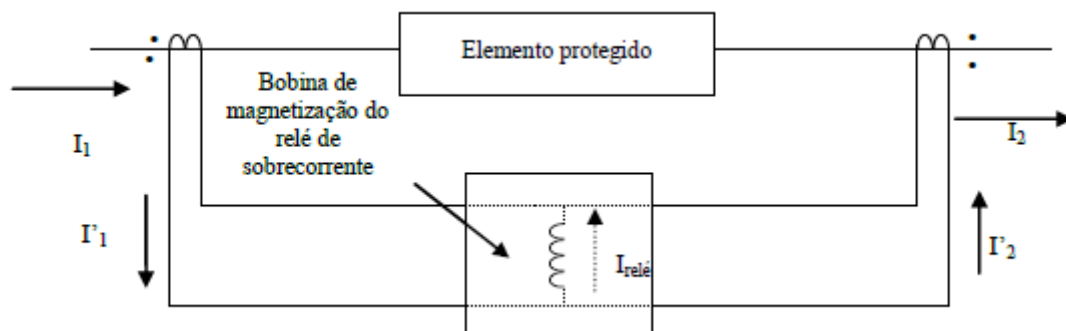


Figura 2.23- Operação da Proteção Diferencial

Com os elementos na figura, podemos apresentar a expressão: $I_{relé} = I'_1 - I'_2$

Em teoria, em funcionamento normal, em que não há defeito, as correntes nas extremidades são iguais e a corrente diferencial no relé é nula. No entanto, esta proteção tem o problema de, na prática, existirem sempre imperfeições dos transformadores de corrente com as diferenças construtivas entre eles a darem lugar a uma falsa corrente diferencial. Esta é proporcional à corrente que circula através da linha ou do cabo pois está ligada através dos TC. Esta falsa corrente diferencial é de valor muito reduzido, podendo ser desprezável, para valores baixos dessa corrente. Ainda assim, em condições de corrente elevada, atinge valores proporcionalmente altos, colocando um desafio considerável à proteção diferencial. Para resolver este problema, poder-se-ia regular o nível de disparo da proteção para um valor acima do valor da falsa corrente diferencial máxima. No entanto, isso tornaria a proteção insensível também perante correntes de defeito reais pouco violentas, inviabilizando a solução. O caminho passa então por escolher uma característica de funcionamento da proteção que seja proporcional à corrente de defeito, ficando a sensibilidade da proteção ideal para correntes de defeito reduzidas. Para valores superiores, como aqueles obtidos no arranque de um transformador alimentado pela linha ou de curto-circuitos exteriores, a falsa corrente necessária para fazer funcionar a proteção será maior. [35]

Este tipo de proteção é exigente ao nível das comunicações que tem de haver entre as extremidades. Além disso, numa subestação transformadora, a comunicação será afetada por interferências eletromagnéticas, por transitórios de ligação e de desligação de equipamentos de corte e de isolamento e por descargas atmosféricas. [35]

2.5.2.2. Proteção de Distância

A proteção diferencial longitudinal apresenta algumas desvantagens, nomeadamente ao nível das áreas de atuação, uma vez que não assegura a proteção do barramento de ligação nem do circuito que vai dos transformadores de corrente ao barramento. Assim, para reduzir estes inconvenientes, recorre-se às proteções de distância. Estas, em vez de compararem a corrente de uma extremidade com a corrente da outra, comparam a corrente e a tensão na mesma extremidade. O relé de distância mede o quociente entre a tensão e a corrente vistas pelo relé no seu ponto de instalação, considerando o ângulo e a fase entre essas duas grandezas. Operam para os defeitos que se produzem na estrutura protegida, mas também nos que se produzem nas subestações nas extremidades da linha aérea ou cabo subterrâneo e nessas mesmas ligações à subestação. A proteção de distância não é 100% seletiva, reagindo a defeitos que se encontram para além do troço que protege, a jusante. Existe sempre um erro de localização do defeito numa linha. Isso faz com que não seja possível regular o relé para cobrir

a totalidade da linha com um tempo de operação único, decompondo-se em zonas de operação distintas. O gráfico seguinte apresenta as diferentes zonas numa relação entre a distância do defeito e o tempo de operação: [35]

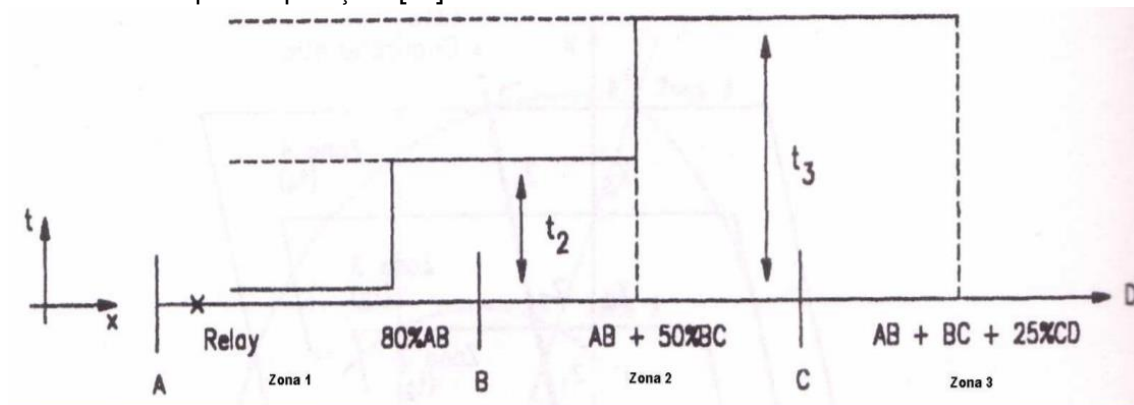


Figura 2.24- Zonas de Proteção de relés de distância para um sistema radial [36]

As zonas de distância, ou seja, os alcances dos elementos de medida da proteção de distância na rede dividem-se em:

- Zona 1: protege entre 80 e 85% do comprimento da linha, o disparo é instantâneo;
- Zona 2: protege o restante da linha a partir do ponto anterior (15 a 20%) e mais 50% da linha seguinte, com tempo de disparo entre 0,25s e 0,4s
- Zona 3: faz a proteção total das zonas 1 e 2 e também 25% da linha seguinte, com tempo de disparo entre 0,6s e 1s.

2.5.2.3. Proteção de máxima intensidade direcional

É uma proteção cuja ordem de disparo é emitida quando a corrente circula num determinado sentido. A determinação da direção necessita de uma comparação entre a corrente e a tensão no ponto de medida. Para tal, é necessário dispor de três transformadores de tensão, para além dos três transformadores de corrente. Existem proteções direcionais entre fases e contra defeitos à terra. Nos ramais em paralelo, estas proteções podem substituir as proteções diferenciais longitudinais. [35]

2.5.3. Proteção de Barramentos MAT e AT de uma subestação

Os defeitos nos barramentos das subestações são bastante raros, mas quando ocorrem podem provocar grandes perturbações. Assim, e para contornar esses efeitos, as instalações de transporte e interligação quase sempre têm uma proteção específica para os barramentos das suas subestações. Estas proteções são concebidas segundo o princípio diferencial de correntes abordado anteriormente. A sua fiabilidade elevada é nuclear para responder da melhor forma a um defeito pontual, que muitas vezes não ocorre num período de vida da proteção. Esta também tem de fazer, com toda a clareza, a distinção entre defeitos internos e externos. [35]

2.5.4. Proteção de Barramentos das cabinas de Média Tensão

Estes não estão equipados com uma proteção específica do tipo diferencial. Assim, os barramentos são protegidos pelas proteções de máxima intensidade instaladas do lado da Média Tensão dos transformadores que alimentam essas cabinas. O seu tempo de atuação previsto é muito longo, indo de 1,5 a 1,8 s. De forma a acelerar o disparo, utiliza-se um circuito lógico

que combina simultaneamente os arranques das proteções de máxima intensidade de MT dos transformadores e as proteções de máxima intensidade dos cabos de alimentação. As últimas funcionarão passado 0,5 segundos, o que irá inibir o disparo do disjuntor de MT do transformador.[35]

Capítulo 3

3. Metodologia de desenvolvimento do projeto elétrico de uma subestação

O projeto elétrico da subestação é constituído por várias etapas. Tem de haver um conjunto de cálculos justificativos que preceda o dimensionamento e escolha dos equipamentos a aplicar na subestação. Devem-se calcular as correntes verificadas nos níveis de tensão da subestação, quer em regime estacionário quer em regime de curto-circuito, sabendo assim quais serão os níveis de intensidade verificados nos diferentes painéis da subestação. Tendo estes dados, podem-se dimensionar os condutores e barramentos da instalação, bem como as estruturas protetoras que a envolvem como as redes de terras subterrânea e aérea. A coordenação de isolamento, com o cálculo dos vários tipos de sobretensões que poderão existir, permitirá avaliar as solicitações dielétricas existentes no sistema, assim como as amplitudes exetáveis, aferindo a adequação dos níveis de isolamento escolhidos. De seguida, procede-se à escolha dos equipamentos, tendo em conta todos os dados obtidos anteriormente. De seguida, estão reunidas condições para elaborar os diagramas unifilares da subestação e o seu respetivo *layout* elétrico.

3.1. Escolha da Localização

A localização de uma subestação é um fator determinante no sucesso do seu projeto. Existem inúmeros fatores a ter em conta na sua escolha, sendo que, para além das questões técnicas, tem de ser considerada a aceitação da comunidade em redor, uma vez que esta pode dificultar a aprovação de algumas autorizações necessárias.

Conforme uma subestação se projeta em áreas urbanas ou rurais, o espaço disponível, bem como o seu preço, podem variar muito. No entanto, deve existir sempre área suficiente para serem respeitadas as regras de segurança a nível elétrico e para haver acessos que garantam uma manutenção de qualidade dos equipamentos. Os principais fatores a pesar na escolha do local são:[13]

1. Perceções e atitudes da comunidade

Para a construção de subestações, as entidades responsáveis necessitam de um conjunto de autorizações que podem ser condicionadas pela opinião pública da comunidade. Isto prende-se com o facto de esta instalação poder influenciar a sua

qualidade de vida devido a possibilidades de barulho, de atividades de construção, de perturbação da paisagem, de surgimento de incêndios e poluição das águas e sistemas de drenagem. Assim, tem de se fazer uma análise conjugada de todas estas vertentes, de forma a satisfazer a população local.

2. Localização de áreas com água nas proximidades ou áreas ambientais sensíveis

Caso o projeto da subestação se destine a uma zona que tem água algures no meio envolvente, é necessário um plano de desenvolvimento do terreno. Esse deve incluir uma descrição da área usada, os seus contornos, as delimitações das áreas aguadas e canais de escoamento, indicação de zonas tendencialmente inundáveis, distância de acesso a água subterrânea e alerta para a possível existência de animais selvagens e de migrações.

3. Nível de contaminação da zona

Deve-se analisar a existência de contaminantes no solo que façam com que o local não seja adequado para receber uma subestação.

4. Tipos de vizinhança, podendo ela ser comercial, industrial ou residencial

É um fator que vai estar intimamente ligado às perceções e atitudes da comunidade, tendo cada tipo de vizinhança a sua especificidade perante a instalação que se pretende projetar.

5. Requisitos e regulamentos

Dependendo do país onde se encontram, as normas e regulação que regem o projeto podem diferir consideravelmente.

6. Layout elétrico da subestação (considerando expansões futuras) e local de fontes de ruído

A possibilidade de expansão futura da subestação para acompanhar o aumento de carga é uma das considerações fundamentais no seu projeto. O funcionamento dos equipamentos da subestação também pode originar certos ruídos (transformadores de potência principalmente) que se devem tentar limitar.

7. Níveis dos campos elétricos e magnéticos

Os principais campos provêm das linhas de transmissão e distribuição que entram e saem da subestação. A força destes campos reduz rapidamente com o aumento da distância, sendo muito baixa quando passa as vedações da instalação. Ainda assim, devido a preocupações da população e a regulamentos governamentais, os projetistas devem desenhar a subestação de forma a minimizar a força dos campos elétricos e magnéticos.

8. Disponibilidade de terreno e necessidade de limpeza do local para efetuar a construção

Pode ser analisado o custo de remoção de certos componentes do solo, verificando se tal investimento torna inviável a instalação no local.

9. Acesso a água e a sistemas de drenagem

Certas instalações podem ter a necessidade de acesso a água potável e sistemas de drenagem. Estas podem ser feitas através do serviço local ou por meio de instalações portáteis.

10. Possíveis interferências com rádio, televisão e outras instalações de comunicação

Podem ser geradas frequências de rádio contínuas em operação normal. Estas podem ser de banda larga e provocar interferência na receção dos sinais de rádio e televisão nas zonas envolventes à subestação.

11. Perturbação de locais com relevância arqueológica, histórica ou cultural

É um fator contra a projeção de subestações caso os locais apresentem esta relevância.

12. Serviços subterrâneos e geologia

É também importante conhecer as características do terreno aonde se assenta a subestação. Por exemplo, caso o local tenha uma atividade sísmica elevada, as práticas aplicadas serão diferentes.

13. Acessibilidade

De forma a garantir a manutenção em segurança de todos os equipamentos da subestação.

14. Estética visual

Outro aspeto já referido que afeta largamente a percepção da comunidade relativamente à instalação.

3.2. Dimensionamento de Condutores e Barramentos

Depois do cálculo das correntes em regime permanente e de curto-circuito, procede-se ao dimensionamento dos condutores e barramentos na subestação, verificando-se se o cabo escolhido cumpre com as exigências do projeto.

3.2.1. Cabos Aéreos

Os cálculos serão diferentes conforme o tipo de cabo em questão. Para cabos aéreos, o dimensionamento baseia-se na norma IEEE, Std 738-2006 “Standard for calculating the current - temperature relationship of bare overhead conductors”. [37]

3.2.1.1. Capacidade de transporte em Regime Permanente

Corrente Máxima Admissível

A corrente máxima admissível que pode circular no condutor à temperatura de regime permanente é dada por:

$$I_{ADM} = \sqrt{\frac{q_c + q_R - q_s}{R(T_c)}} \quad (3.1)$$

Onde,

q_c é a potência térmica dissipada por convecção [W/m]

q_R é a potência térmica dissipada por radiação [W/m]

q_s é a potência térmica solar absorvida [W/m]

$R(T_c)$ é a resistência AC linear por pé do condutor em função da T° de regime [Ω /m]

Os fatores presentes na fórmula são calculados por:

Potência térmica dissipada por convecção

$$q_c = \left[1,01 + 0,371 * \left(\frac{D\rho V}{\mu} \right)^{0,52} \right] * k * (T_c - T_a) \left[\frac{W}{ft} \right] \quad (3.2)$$

Onde,

D é o diâmetro do condutor [in].

ρ é a densidade do ar [lb/ft^3].

V é a velocidade do vento [ft/h].

μ é a viscosidade do ar [$lb/ft \cdot h$].

k é a condutividade térmica do ar [$W/ft \cdot ^\circ C$].

T_c é a temperatura do condutor [$^\circ C$].

T_a é a temperatura ambiente [$^\circ C$].

Potência dissipada por radiação

$$q_R = 0,138 * D * \varepsilon * \left[\left(\frac{T_c + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right] \left[\frac{W}{ft} \right] \quad (3.3)$$

Onde,

D é o diâmetro do condutor [in]

ε é o coeficiente de emissividade

T_c é a temperatura do condutor [$^{\circ}\text{C}$]

T_a é a temperatura do ambiente [$^{\circ}\text{C}$]

Potência absorvida do sol

$$q_s = \alpha * A' * Q_e * \sin(\theta) \quad (3.4)$$

Onde,

α é o coeficiente de absorção solar

A' é a proteção da área do condutor: $D/12$ (ft^2 por ft linear)

Q_e é a radiação do sol [W/ft^2]

$$\theta = \cos^{-1}[(\cos H_c) \cos(Z_c - Z_l)] \quad (3.5)$$

H_c é a altitude do sol em graus sexagesimais

Z_c é o azimute do sol em graus sexagesimais

Z_l é o azimute da linha em graus sexagesimais

Resistência do condutor à temperatura de regime permanente

$$R(T_c) = \left[\frac{R(T_{high}) - R(T_{low})}{T_{high} - T_{low}} \right] * (T_c - T_{low}) + R(T_{low}) \text{ } [\Omega/m] \quad (3.6)$$

Onde,

T_c é a temperatura do condutor 75 [$^{\circ}\text{C}$]

T_{low} é a temperatura do condutor 20 [$^{\circ}\text{C}$]

$R(T_{high})$ é a resistência do condutor a 75 [$^{\circ}\text{C}$]

$R(T_{low})$ é a resistência do condutor a 20 [$^{\circ}\text{C}$]

Corrente permanente no condutor

A corrente que se vai verificar no condutor, de forma contínua, é dado pela fórmula:

$$I_{max} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} * U * \cos\phi} \quad (3.7)$$

Onde,

S_{max} é potência máxima em regime permanente no condutor [MVA]

U é o nível de tensão onde o condutor se localiza [V]

Comparando esta corrente calculada com a corrente máxima admissível do condutor verificamos se este é ou não adequado para a ligação em questão.

3.2.1.2. Capacidade do condutor num Curto-Circuito

A corrente de curto-circuito aquece os condutores pelos quais circula por efeito Joule, provocando temperaturas muito elevadas. Como tal, é necessário dar ao condutor uma secção suficiente para que a temperatura alcançada pelo cabo não ultrapasse o valor máximo admissível, dentro de um intervalo de tempo correspondente ao da atuação das proteções do barramento.

A capacidade do condutor em curto-circuito tem de ser superior ao curto-circuito real verificado, e é determinado pela seguinte fórmula: [38]

$$\left(\frac{I_{cc}}{A} \right)^2 * t = K * \ln \left(\frac{1 + \alpha_{20}(T_2 - 20)}{1 + \alpha_{20}(T_1 - 20)} \right) [A] \quad (3.8)$$

Onde,

I_{cc} é a corrente de curto-circuito [kA]

t é o tempo de duração do defeito [s]

A é a seção do condutor [mm^2]

α_{20} é o coeficiente de variação da resistência com a temperatura [$1/^\circ C$]

T_2 é a temperatura do condutor depois do defeito [$^\circ C$]

T_1 é a temperatura do condutor antes do defeito [$^\circ C$]

K é a constante que depende do condutor, incluindo resistividade, densidade e calor específico

3.2.1.3. Efeito Coroa

Se o condutor elétrico atinge a tensão crítica disruptiva, ou seja, adquire um potencial suficientemente elevado para dar lugar a um gradiente de campo elétrico radial, igual ou superior à rigidez dielétrica do ar, junto do condutor, produzem-se correntes de fuga, análogas à condutância dos isoladores, provocando perdas de potência. Nos condutores aéreos o fenómeno é visível na escuridão, podendo observar-se um halo luminoso, azulado e de secção transversal circular. Ao valor de gradiente para o qual o efeito coroa começa a ser denotado visualmente chama-se tensão crítica visual, que é superior à disruptiva. Nos cálculos das perdas de potência devidas ao efeito coroa consideram-se sempre os valores da disruptiva e não da visual. As perdas por coroa começam a produzir-se a partir do momento em que a tensão crítica disruptiva é menor que a tensão da linha. A tensão crítica disruptiva é dada pela seguinte fórmula, dada por Peek:

$$U_c = \frac{29,8}{\sqrt{2}} * \sqrt{3} * m_c * \delta * m_t * r * 2,302 * \lg \left(\frac{D_{eq}}{r_{eq}} \right) [kV_{ef}] \quad (3.9)$$

Onde,

δ é o fator de correção da densidade do ar

$$\log b = \log 76 - \frac{h}{18336} \quad (3.10)$$

$$\delta = \frac{3,92 * b}{273 + T} \quad (3.11)$$

b é a pressão barométrica em centímetro de coluna de mercúrio

T é a temperatura média ambiente [$^\circ C$]

m_c é o coeficiente de rugosidade do condutor:

- 1 para fios em superfícies lisas
- De 0,93 a 0,98 para fios oxidados ou rugosos
- De 0,83 a 0,87 para cabos

m_t é o coeficiente meteorológico:

- 1 para tempo seco
- 0,8 para tempo húmido

r é o raio do condutor [cm].

r_{eq} é o raio do condutor ou equivalente para a viga dos condutores [cm]. Para uma viga de n condutores:

$$r_{eq} = \sqrt[n]{r_c * l^{n-1}} [cm] \quad (3.12)$$

Onde,

r_c é o raio do subcondutor [cm].

l é a distância entre os subcondutores [cm].

D_{eq} é a distância média geométrica entre fases [cm]. Onde, para três condutores paralelos:

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{12} * D_{13} * D_{23}} [cm] \quad (3.13)$$

Raio médio geométrico:

$$r_{eq} = R_{fase} \sqrt[n]{n \frac{r_{fio}}{R_{fase}}} \quad [cm] \quad (3.14)$$

3.2.2. Cabos de MT

O método utilizado para eleger os cabos no lado de MT é diferente do anterior.

Corrente máxima admissível

É calculada pela seguinte fórmula:

$$I_{max} = n * I_{cond} * C_1 * C_2 * C_3 \quad (3.15)$$

Onde,

n é o número de condutores em paralelo

I_{cond} é a corrente nominal do condutor [A].

C_1 é o coeficiente de correção por agrupamento de listas de cabos unipolares, em contacto entre si, dispostos sobre estruturas.

C_2 é o coeficiente de correção pelo aumento de 15°C da temperatura do ar na canalização.

C_3 é o coeficiente de correção por listas de cabo em paralelo.

Corrente de Curto-circuito admissível

A corrente de CC admissível é dada por:

$$I_{cc} = \frac{K * S}{\sqrt{t}} \quad (3.16)$$

Onde,

K é o coeficiente dependente do tipo de condutor (93 para alumínio e 142 para cobre)

S é a secção do condutor [mm²]

t é a duração do CC [s]

3.3. Rede de Terra

A rede de terra enterrada é um conjunto de cabos nus que se colocam no nível subterrâneo da subestação, destinando-se a proteger toda a instalação e as suas redondezas.

Não é possível projetar uma rede de terra que seja aplicável em todas as localizações, uma vez que as tensões estão dependentes do local em que a instalação se situa. Fatores como a corrente da rede, o tempo de defeito, a resistividade do solo, o material da superfície e o tamanho e forma da rede têm um efeito significativo nos potenciais dentro da subestação e nas suas redondezas. [13]

3.3.1. Funcionalidade

Como refere o documento da EDP Distribuição, para o projeto tipo das subestações de distribuição AT/MT, uma ligação à terra segura e eficaz tem como objetivos:[39]

1. Assegurar que pessoas nas proximidades da instalação ligada à terra não estejam sujeitas ao perigo de serem eletrocutadas.
2. Conduzir correntes elétricas para a terra em condições normais ou de defeito sem exceder os limites operativos dos equipamentos ou afetar a continuidade de serviço.

Portanto, este é um sistema essencial para assegurar a proteção dos equipamentos dispendiosos que se encontram na subestação, com funções importantes para a rede elétrica,

bem como a segurança do pessoal que nela trabalha. Todos os equipamentos da subestação têm a sua massa metálica ligada à malha de terra. Esta malha controla a distribuição de potencial à superfície da terra, algo que tem implicação direta na segurança das pessoas.

A probabilidade de choque elétrico resultará duma combinação de acontecimentos com alguma aleatoriedade:[13][39]

- Existência duma corrente de defeito muito elevada relativa à área de aterramento;
- Resistividade do solo e distribuição de correntes de terra que provoque elevados potenciais à superfície;
- Presença de pessoas no local numa posição em que o seu corpo liga dois pontos com elevada diferença de potencial;
- Ausência de resistências de contacto que limitem a corrente a circular no corpo humano.

A malha de terra é responsável pelo escoamento de correntes indesejáveis, tanto originárias de sobretensões de manobra (curto-circuitos, atuação de equipamentos, alteração de topologia, etc.) como de descargas atmosféricas. O escoamento destas correntes para a malha será feito de forma segura se os potenciais criados na superfície da subestação originarem correntes inferiores às suportáveis pelo corpo humano.

3.3.2. Dimensionamento

Os cálculos apresentados de seguida terão por base a norma IEEE Std 80-2000 “*Guide for Safety in AC Substation Grounding*”. [38]

3.3.2.1. Seleção do Condutor

A malha de terra tem de resistir às intensidades máximas provocadas pelos defeitos, protegendo assim os equipamentos e as pessoas que se encontram na instalação. O estudo pré-operabilidade que precede o dimensionamento da malha de terra da subestação irá fornecer dados como a corrente de curto-circuito esperada e a resistividade do terreno.

Com os dados que se tem em posse, seguindo a norma, a secção do condutor que é usada na malha é obtida por: [38]

$$A = \frac{I * \sqrt{t_c * \alpha_r * \rho_r * 10000}}{\sqrt{TCAP + L_n \frac{K_0 + T_M}{K_0 + T_a}}} \quad (3.17)$$

Onde,

I é a Intensidade máxima para a rede de terras em valor eficaz [kA]

t_c é o tempo de duração do defeito [s]

α_r é o coeficiente térmico de resistividade no tempo de referência [$^{\circ}\text{C}^{-1}$]

$K_0 = \frac{1}{\alpha_0}$ [$^{\circ}\text{C}$]

$A_0 = 1/K_0$: Coeficiente térmico de resistividade a 0 $^{\circ}\text{C}$ [$^{\circ}\text{C}^{-1}$]

ρ_r : Resistividade do condutor à temperatura de referência [$\mu\Omega \cdot \text{cm}$]

$TCAP$: Fator de capacidade térmica para o Cu [$\text{J}/\text{cm}^3 \text{ } ^{\circ}\text{C}$]

T_M : Temperatura máxima permissível 200 [$^{\circ}\text{C}$]

T_a : Temperatura ambiente [$^{\circ}\text{C}$]

3.3.2.2. Resistência da Malha de Terra

Uma boa malha de terra apresenta uma baixa resistência. Para subestações de transmissão e de grandes dimensões, a resistência da malha é de 1 Ω ou menos. Em subestações de

distribuição e de menor dimensão, o seu valor aceitável costuma variar entre 1 Ω e 5 Ω , dependendo da localização. [38]

A obtenção da resistência da malha de terra é um dos primeiros passos para determinar o tamanho e o *layout* básico da estrutura. A resistência da rede de terra é determinada, essencialmente, pelas resistividade e área ocupada do solo pela subestação em questão. Como primeira aproximação, pode ser estimado um valor mínimo da resistência da malha para uma resistividade uniforme do solo, através duma fórmula de uma placa de metal circular à superfície: [38]

$$R_g = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}} \quad (3.18)$$

Onde,

R_g é a resistência da malha de terra da subestação [Ω]

ρ é a resistividade do solo em [$\Omega.m$]

A é a área ocupada pela rede de terra [m^2]

Obtém-se um limite superior para a resistividade adicionando um segundo termo à fórmula:

$$R_g = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}} + \frac{\rho}{L_T} \quad (3.19)$$

Onde L_T é o comprimento total dos condutores enterrados [m]

O efeito dos elétrodos de terra depende da localização e profundidade a que se encontram, considerando a resistividade do solo. Na maioria das situações, acrescentar um elétrodo de terra, ou seja, um condutor enterrado em contacto direto com o solo, em vez de acrescentar um condutor à malha de terra, torna mais eficiente a descarga de corrente para a terra. Caso haja duas camadas de solo (resistividades diferentes), quanto mais elétrodos de terra estiverem ligados ao nível de mais baixa resistividade, maior será a redução da resistência da malha de terra e portanto, melhor o escoamento. Existem formas como esta de reduzir a resistência da rede de terra que, apesar de não serem consideradas pelas equações da norma (IEEE Std-80), podem ser de extrema utilidade na projeção de uma subestação. A resistência da malha de terra, resistência da rede até à terra envolvente, sem condutores metálicos ligados, é calculada pela seguinte expansão de Sverak da equação (3.19): [13]

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h * \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \quad (3.20)$$

Onde h é a profundidade da malha [m]

3.3.2.3. Corrente de defeito à terra

A corrente de defeito máxima tem de ser determinada, visto que, na área da subestação, vai produzir os maiores aumentos de potencial na terra e gradientes de potencial à superfície. Assim, vai ter influência nas tensões de toque e de passo que se irão verificar. Num sistema elétrico, vários tipos de falhas podem ocorrer, pelo que é difícil prever qual vai ser o que causa a maior corrente de defeito. Também há que ter em conta o local do defeito e a existência de muitos caminhos paralelos à malha de terra para onde a corrente de defeito pode escoar, pelo que é extremamente difícil determinar o fluxo da corrente.[13]

3.3.2.4. Corrente Tolerável pelo corpo humano

Para o desempenho correto da malha, o sistema de terra tem de ser corretamente dimensionado. Este vai ter o cálculo das tensões de toque e de passo como uma das suas bases.

Terá de ser considerada a corrente que leva ao fenómeno de fibrilação ventricular, conceito que irá estabelecer o limite tolerável para o corpo. Assim, a intensidade e duração das correntes a 50 Hz ou 60 Hz terão de estar abaixo deste valor. A equação seguinte dá a corrente tolerável para o corpo humano: [13]

$$I_B = \frac{k}{\sqrt{t_s}} \quad (3.21)$$

Onde,

I_B é corrente máxima suportada pelo corpo humano [A].

t_s é a duração de exposição à corrente [s]

$$k = \sqrt{S_B}$$

$\sqrt{S_B}$ é a constante empírica relacionada com a energia do choque elétrico tolerada por 99,5% da população

Para pessoas com, aproximadamente, 50 kg, $k=0,116$, enquanto para pesos à volta dos 70 kg será $k=0,157$. Esta equação baseia-se em testes entre períodos de 0,03 s e 3,0 s, não sendo válido para tempos superiores. [13]

Por vezes, assume-se que se pode entrar em contacto de forma segura com um objeto que se encontra ligado à terra. No entanto, estar nas proximidades deste no momento em que ele conduz uma corrente de defeito pode constituir risco para a pessoa. Uma resistência baixa da rede de terra não é garantia de segurança, podendo até uma subestação com uma resistência de terra superior ser mais segura que outra que apresente um valor mais baixo. O que se deve ter em conta é a distribuição de potencial criada à superfície. [13]

3.3.2.5. Tensões de Toque e de Passo admissíveis

Uma pessoa pode estar sujeita a fazer parte de um circuito à terra de forma accidental, no interior ou nos arredores da subestação. Assim, é considerada a situação em que a circulação da corrente se faz entre uma mão e um pé, atravessando o coração. Esta corrente denomina-se como tensão de toque. Outro cenário é o da corrente circular entre os dois pés, situação essa menos perigosa para a pessoa por não passar pelo coração, e que origina o conceito de tensão de passo. A figura seguinte ilustra os dois conceitos:

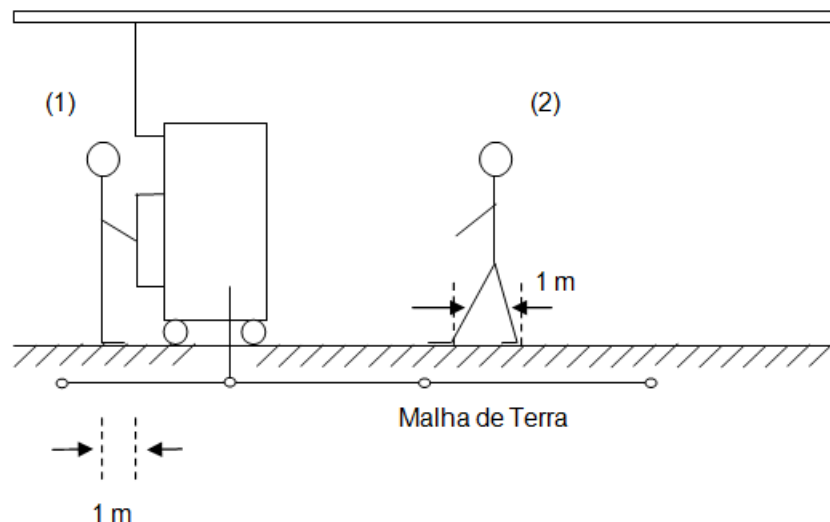


Figura 3.1 - Esquema representativo da Tensão de Toque (1) e da tensão de passo (2) [40]

O método de cálculo que vai ser ilustrado tem por base a norma do IEEE para malhas de terra de subestações.[38]

Tensão de Toque:

É a diferença de potencial entre uma estrutura metálica ligada à terra e um ponto na superfície do solo a uma distância igual à distância horizontal máxima normal a que esta se pode tocar, aproximadamente 1 metro, aonde os pés da pessoa estão assentes. [39]

$$U_T = U_{malha} - U_{solo} \quad (3.22)$$

Onde,

U_T é a tensão de toque [V]

U_{malha} é o potencial do sistema de terra [V]

U_{solo} é o potencial à superfície do solo no ponto onde a pessoa se encontra [V]

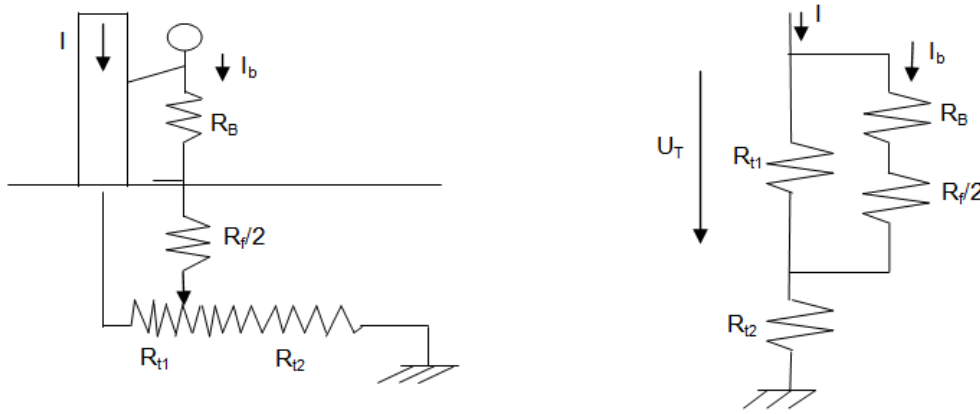


Figura 3.2- Esquema equivalente para determinação da tensão de toque [40]

A figura anterior representa a tradução elétrica, no esquema equivalente, do contacto duma pessoa num objeto metálico ligado à terra. R_{t1} é a resistividade do objeto a ser tocado e R_{t2} a resistividade do solo, R_B é a resistência do corpo, valor que normalmente se considera 1000 Ω , para efeitos de cálculo. $\frac{R_f}{2}$ é a resistência equivalente dos dois pés em paralelo, sendo I_b a corrente que passa pelo corpo humano. A tensão de toque pode-se calcular pela fórmula:

$$U_{Toque} = I_b * (R_B + \frac{R_f}{2}) \quad (3.23)$$

A resistência pé-solo (R_f) é dada por uma chapa metálica de raio b (0,08) em metros, numa superfície de resistividade ρ homogênea (em Ω). A sua fórmula é:

$$R_f = \frac{\rho}{4b} = 3 * \rho_s \quad (3.24)$$

A equação anterior assume uma resistividade do solo uniforme. Numa subestação, muitas vezes, é colocada uma camada fina de material altamente resistivo ao longo da superfície da terra de forma a aumentar a resistividade entre o solo e os pés de uma pessoa, reduzindo a corrente de corpo e assegurando uma maior proteção do indivíduo. [13]

$$R_f = 3 * \rho_s * C_s \quad (3.25)$$

C_s é o fator corretivo para calcular a resistência de pé caso exista à superfície do solo a respetiva camada. Este fator corretivo é dado pela expressão:

$$C_s = 1 - \frac{0,09(1 - \frac{\rho}{\rho_s})}{2h_s + 0,09} \quad (3.26)$$

Onde,

ρ é a resistividade do solo por baixo da camada de material resistivo [$\Omega \cdot m$].

ρ_s é a resistividade da camada de material acrescentada no solo da subestação [$\Omega \cdot m$].

h_s é a espessura da camada de material à superfície [m].

Tensão de passo:

É a diferença de potencial entre dois pontos à superfície do solo, separados por uma distância de um passo, que se assume ser de 1 metro, na direção do gradiente de potencial máximo.[39]

Em seguida, mas para a tensão de passo, pode-se observar um esquema semelhante ao que foi apresentado anteriormente.

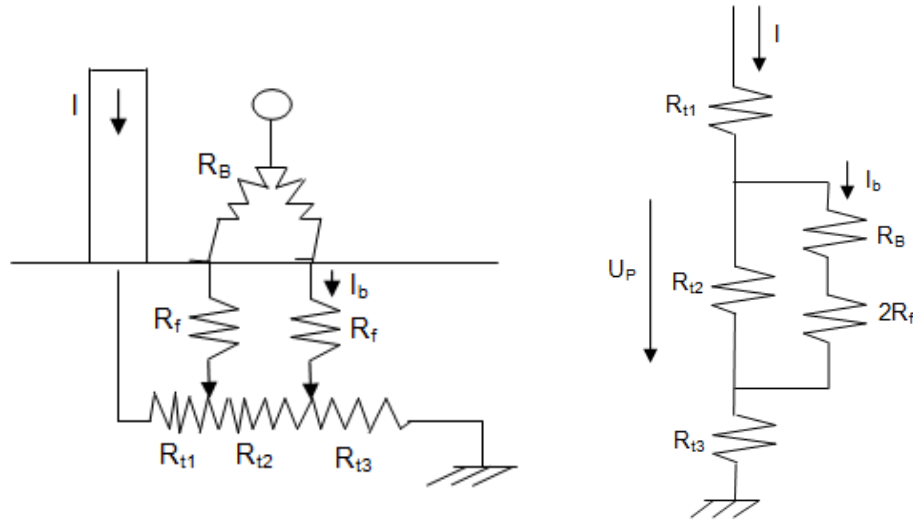


Figura 3.3 - Esquema equivalente para determinação da tensão de passo [40]

Assim, para o cálculo da tensão de passo tolerável obtém-se a seguinte fórmula:

$$U_{Passo} = I_b * (R_B + 2R_f) \quad (3.27)$$

Neste caso, pode-se ver pelo esquema elétrico que os dois pés se encontrarão em série. Assim, em vez de se resolver o paralelo, a sua resistividade será somada ($2R_f$). R_{t1} é a resistividade do objeto a ser tocado e de uma porção do solo, R_{t2} é a resistividade do solo entre os dois pés e R_{t3} é a resistividade do solo até à rede de terra.

Admitindo uma pessoa com um peso de 50 kg, para determinar as correntes de toque e passo toleráveis e uma resistência de corpo de 1000 Ω , usam-se as seguintes fórmulas:

$$U_{Toque} = (1000 + 1,5 * C_s * \rho_s) \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} \quad (3.28)$$

$$U_{Passo} = (1000 + 6 * C_s * \rho_s) \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} \quad (3.29)$$

Em que as tensões serão em volts e t_s será a duração da corrente.

3.3.2.6. Tensões de toque e de passo reais

Os cálculos apresentados de seguida representam as tensões de toque e de passo verificadas na subestação, que deverão ser mais baixas que as tensões admissíveis apresentadas anteriormente. Também se vai ter por base a norma IEEE Std 80 “Guide for safety in AC substation grounding”. [38]

Tensão de Toque

A tensão de toque real é obtida por:

$$E_m = \frac{\rho * K_m * K_i * I_G}{L_M} \quad (3.30)$$

Onde,

ρ é a resistividade do solo;

K_m é o fator geométrico baseado na configuração da rede,

K_i é um fator de correção, que representa alguns erros introduzidos por suposições feitas ao derivar K_m ;

$\left(\frac{I_G}{L_M}\right)$ é a corrente média por unidade de comprimento de condutor enterrado que faz parte do sistema de terra.

O fator geométrico é dado pela seguinte fórmula:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \left(\frac{8}{\pi(2n-1)} \right) \right] \quad (3.31)$$

Para redes de terra com varas de terra ao longo do seu perímetro, ou para redes com varas nos seus cantos, ao longo do perímetro e pela área da rede, $K_{ii} = 1$. Para redes sem varas de terra ou com apenas com algumas que não estejam nos cantos nem no perímetro da rede:

$$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{2/n}} \quad (3.32)$$

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} \quad h_0 = 1m \text{ (profundidade de referência da rede)} \quad (3.33)$$

Usando quatro componentes em forma de rede, o número de condutores paralelos, n , numa dada rede, pode ser aplicado para redes de terra retangulares e para redes de forma irregular, que representem o número de condutores paralelos de uma malha retangular:

$$n = n_a n_b n_c n_d \quad (3.34)$$

Onde,

$$n_a = \frac{2L_C}{L_p}$$

$n_b = 1$, para redes de terra quadradas

$n_c = 1$, para redes quadradas e retangulares

$n_d = 1$, para redes quadradas, retangulares e em forma de L

Não se verificando tal,

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4\sqrt{A}}} \quad (3.35)$$

$$n_c = \left[\frac{L_x L_y}{A} \right]^{0,7A/L_x L_y} \quad (3.36)$$

$$n_d = \frac{D_m}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \quad (3.37)$$

Onde,

L_C é o comprimento total do condutor na rede horizontal [m]

L_p é o comprimento periférico da rede [m]

A é a área da rede [m^2]

L_x é o comprimento máximo na direção x [m]

L_y é o comprimento máximo na direção y [m]

D_m é a distância máxima entre quaisquer dois pontos na malha [m]

D é o espaçamento entre condutores paralelos [m]

h é a profundidade dos condutores da rede de terra [m]

d é o diâmetro do condutor da rede [m]

I_C é a corrente máxima da rede de terra [A]

O fator de irregularidade, K_i , usado em conjugação com n acima definido, é dado por:

$$K_i = 0,644 + 0,148n \quad (3.38)$$

Para redes sem varas de terra, ou com apenas algumas espalhadas pela malha sem ser nos cantos ou perímetro, o comprimento do condutor enterrado é:

$$L_M = L_C + L_R \quad (3.39)$$

Em que L_R é o comprimento total das varas enterradas [m]. Para redes sem varas de terra, o comprimento enterrado dos condutores é:

$$L_M = L_C + \left[1,55 + 1,22 \left(\frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] L_R \quad (3.40)$$

Onde L_r é o comprimento de cada vara [m].

Tensão de Passo

O seu valor máximo ocorre sobre uma distância de um metro. É dada pelo produto do fator geométrico, K_s ; do fator corretivo, K_i ; da resistividade do solo, ρ ; da corrente média por unidade de condutor da rede de terra enterrado (I_G/L_S):

$$E_s = \frac{\rho * K_s * K_i * I_G}{L_S} \quad (3.41)$$

Onde,

Para as redes de terra, com ou sem varas de terra, o comprimento efetivo de condutor enterrado, L_S , é dado por:

$$L_S = 0,75 * L_C + 0,85 * L_R \quad (3.42)$$

Para a profundidade de enterro típica $0,25 < h < 2,5 \text{ m}$, o fator corretivo é definido por:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0,5^{n-2}) \right] \quad (3.43)$$

O fator de irregularidade, K_i , é calculado da mesma forma que para a tensão de toque.

3.4. Rede de Terra Aérea

Os elementos da subestação e seus respectivos equipamentos também necessitam de proteção contra descargas atmosféricas diretas. Para tal, usam-se hastes de *Franklin* na parte superior dos pórticos e em postes erguidos mais alto que o resto dos equipamentos. Estas estruturas aéreas serão projetadas de acordo com o método eletrogeométrico, presente na norma do IEEE Std 998. [41]

Este baseia-se no princípio de atração dos raios pelos elementos de supressão de corrente (hastes de Franklin ligadas à terra), não se dirigindo para os objetos protegidos. Assim, sabendo a distância de descarga, que consiste no raio de ação do para-raios, pode-se determinar a localização que a estrutura de proteção deve ter relativamente ao objeto a proteger.

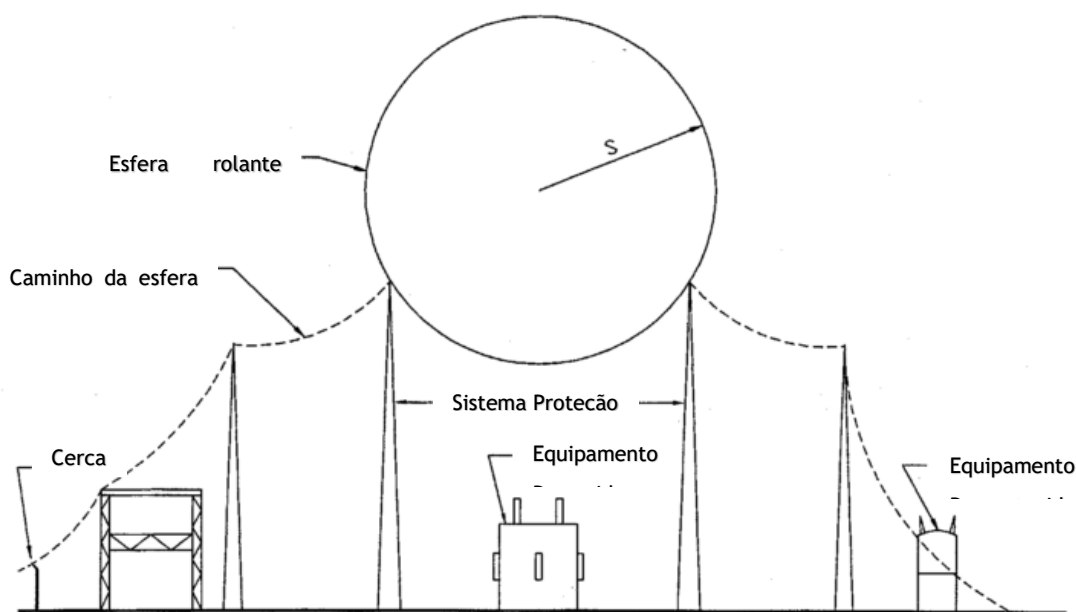


Figura 3.4 - Princípio da Esfera Rolante [41]

Na prática, como ilustrado na figura 3.4, o método consiste em visualizar uma esfera rolante de raio igual à distância de descarga tocando nas pontas do para-raios. Qualquer estrutura debaixo destes arcos que se formam entre hastes ficará protegida, estando os objetos que tocam nos arcos ou acima deles sujeitos a descargas diretas. O método permite selecionar a altura efetiva da proteção, tendo já definidas as dimensões dos pórticos, as alturas das conexões e o comprimento dos vãos dentro da subestação.

3.4.1. Proteção do Parque Exterior da Subestação

O cálculo da superfície coberta pela proteção aérea realiza-se nos seguintes passos:[41]

Calcula-se o raio, determinando-se a superfície coberta a uma dada altura, pela seguinte equação:

$$r(e) = \sqrt{S_m^2 - (S_m - h(m))^2} - \sqrt{S_m^2 - (S_m - h(e))^2} \quad (3.44)$$

Onde,

$r(e)$ é o raio da circunferência que determina a superfície coberta a uma altura $h(e)$ [m]

S_m é a distância de descarga ou raio de ação da ponta franklin [m].

$h(m)$ é a altura da ponta franklin [m].

$h(e)$ é a altura a proteger [m].

Caso sejam necessárias várias hastes de Franklin para a proteção da subestação, para determinar uma cobertura conjunta, tem de se calcular o raio de junção entre as diferentes superfícies de cobertura:

$$r_{emp} = \sqrt{S_m^2 - (S_m - h(e))^2} \quad (3.45)$$

Em que,

r_{emp} é o raio de junção entre circunferências a uma altura de proteção $h(e)$ [m].

S_m é a distância de descarga ou raio de ação da ponta franklin [m].

$h(e)$ é a altura a proteger [m].

Com esta informação, distribuem-se as hastes de franklin e constrói-se o plano de zonas protegidas da subestação.

3.4.2. Cálculo da probabilidade de descarga

Primeiro realiza-se o cálculo da corrente crítica de descarga [kA], que é feito em função do raio de ação, S_m da haste de franklin, pela equação:

$$I_c = 0,041 * S_m^{1,54} \quad (3.46)$$

Esta corrente representa o valor a partir do qual a descarga é absorvida pela rede de terra se ocorrer na sua área de atuação. A probabilidade da corrente ser excedida é dada por:

$$P(I_c) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_c}{31}\right)^{2,6}} \quad (3.47)$$

Sendo, evidentemente, a probabilidade de não ser excedida: $1 - P(I_c)$. Esta é a situação problemática, pois os para-raios não entram em ação, com a descarga a ocorrer no equipamento da subestação.

3.4.3. Cálculo do risco de falha

O risco de falha é o número de anos durante os quais é esperado que não ocorra falha do sistema de proteção aérea. O seu cálculo é feito pelo seguinte método: [42]

$$GFD = 0,12 * N_i \quad (3.48)$$

Onde,

GFD é o número médio de descargas à terra por unidade de área e unidade tempo em determinado local [descargas/ km^2 /ano]

N_i é o nível ceráunio (dias de trovoada numa determinada região por ano)

O número de descargas para uma determinada área A, calcula-se por:

$$N_s = \frac{GFD * A}{1000^2} \quad (3.49)$$

Podemos chegar ao número de descargas por ano que provocam falhas na malha de terra aérea fazendo o produto do número de descargas para uma dada área pela probabilidade da corrente da descarga atmosférica ser inferior a corrente crítica:

$$Descargas\ de\ falha = N_s * (1 - P(I_c)) \quad (3.50)$$

3.5. Escolha dos TC's e TT's

3.5.1. Transformadores de Corrente

O dimensionamento dos transformadores de corrente é indispensável para fornecer informação adequada às funções de proteção e medição, relativa às correntes que circulam na subestação. Os transformadores de corrente devem fazer a transformação de forma precisa e sem entrar em saturação. O valor da resistência do enrolamento secundário influencia a tensão de saturação e a carga total que se liga a ele, sendo relevante para a seleção do TC. Pela figura seguinte, obtêm-se as curvas de tolerância máxima para a corrente e tensão do secundário do TC:

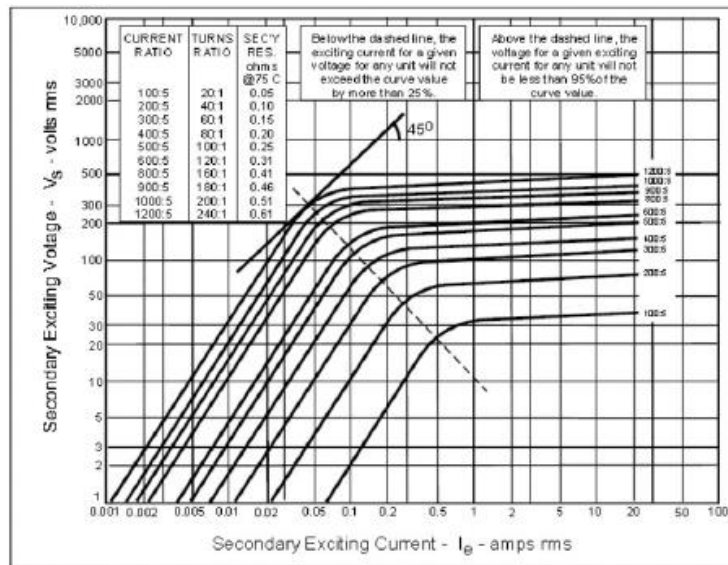


Figura 3.5 - Curvas de tolerância máxima de saturação [43]

Os cálculos de obtenção do TC baseiam-se na norma IEC 61869-2. Assim, a escolha da resistência do secundário do transformador de corrente é feito pela equação seguinte: [44]

$$R_{CT-calculado} = \frac{RTC_{calculado}}{RTC_{base}} * R_{CT-base} \quad (3.51)$$

Onde,

$R_{CT-calculado}$: Resistência do secundário do TC a ser calculado.

$R_{CT-base}$: Resistência do secundário do TC a 75 °C, segundo a figura 3.5.

$RTC_{calculado}$: Relação de transformação do TC a ser calculado.

RTC_{base} : Relação de transformação do TC base, segundo a figura 3.5.

Os níveis de corrente do enrolamento primário dos transformadores de corrente são escolhidos com base nas correntes máximas dos diferentes locais da subestação onde se vão inserir. A seleção dos TC's também considera os valores da corrente de curto-circuito. Assim, o TC é adequado se respeitar a seguinte condição: [44]

$$V_{SN} = FLP_N * I_S * \left(R_{CT} + \frac{S_n}{I_S^2} \right) \geq \frac{I_{cc}}{RTC} * \left(R_{CT} + \frac{S_R}{I_S^2} \right) = V_{SR} \quad (3.52)$$

Onde,

V_{SN} é a tensão secundária do transformador de corrente com carga nominal

V_{SR} é a tensão secundária do transformador de corrente com carga real

R_{CT} é a resistência de enrolamento secundário

I_S é a corrente secundária do transformador de corrente

S_n é a carga secundária nominal conectada ao transformador de corrente

S_R é a carga secundária real conectada ao transformador de corrente

I_{pn} é a corrente primária nominal

I_{sn} é a corrente secundária nominal

I_{cc} é a corrente de curto-circuito

RTC é a relação de transformação

FLP_N é o fator limite de precisão nominal

FLP_N é o fator limite de precisão requerido para a corrente de curto-circuito dada

$$FLPR * 1\varphi = I_{cc} 1\varphi / I_{pn}$$

$$FLPR * 3\varphi = I_{cc} 3\varphi / I_{pn}$$

A norma também refere que a relação entre a carga real e a carga nominal deve ser entre 25% e 100%.

3.5.2. Transformadores de Tensão

Os TT's também têm de ser escolhidos com base numa série de cálculos. Estes estão contidos na norma IEC 61869-3, que especifica que os seus núcleos de medida e proteção com carga nominal entre 10 e 100 VA, de forma a cumprir a precisão, devem conter uma carga real entre 25% e 100% da carga nominal.

3.6. Coordenação do Isolamento

A coordenação de isolamento consiste no estudo das sobretensões, de origem interna ou externa, que afetam a subestação, provocando solicitações dielétricas no seu equipamento. Assim, serve para conhecer o tipo de solicitações a que vai sujeitar o sistema, verificando se coloca em causa a sua fiabilidade e continuidade de serviço. Fazendo a comparação das sobretensões com os níveis de tensão máximos que o equipamento pode suportar, verifica-se se os níveis de isolamento são ou não adequados.

Na norma IEC 60071 estabelecem-se os níveis de isolamento aplicáveis ao projeto. Devido à altura a que se instalam os equipamentos, os níveis de isolamento diferenciam-se por:

- Isolamento interno dos equipamentos, no qual a altitude da subestação não tem influência;
- Isolamento externo, onde ocorrem variações importantes nas propriedades de isolamento do ar em função da altitude a que se encontram os equipamentos.

Com base na norma IEC 60071-2, as solicitações de tensão podem-se classificar em diferentes origens:[45]

- Tensões permanentes (à frequência industrial)
- Sobretensões temporárias

- Sobretensões de frente lenta
- Sobretensões de frente rápida
- Sobretensões combinadas

As sobretensões podem aparecer em qualquer um dos níveis de tensão, sendo caracterizadas pelas suas amplitudes, formas de onda e duração.

3.6.1. Sobretensões Representativas

3.6.1.1. Tensões permanentes

$$U_m \geq U_s \quad (3.53)$$

Em que, U_m é a tensão máxima que os respectivos equipamentos suportam e U_s é a tensão mais elevada que se verifica na rede onde eles se encontram.

3.6.1.2. Sobretensões Temporárias

Estas podem ser originadas por defeitos à terra, por perdas de carga, por fenómenos de ressonância e ferorressonância, sobretensões longitudinais durante a sincronização ou por combinações das anteriores. No estudo a realizar vão-se considerar as sobretensões provocadas por falhas à terra e por manobras de perdas de carga.

▪ Sobretensão temporária originada por defeitos à terra

A amplitude da sobretensão depende da ligação do neutro à terra e da localização do defeito. Tendo por base estes parâmetros, é definido o valor do fator de defeito à terra (k). Assim, a sobretensão representativa fase-terra calcula-se por:

$$U_{rp(fase-terra)} = k * \frac{U_s}{\sqrt{3}} \quad (3.54)$$

▪ Sobretensão temporária originada por perdas de carga

Este tipo de sobretensão afeta o isolamento entre fase e terra, bem como entre fases. As sobretensões obtêm-se por:

$$U_{rp(fase-terra)} = K_1 * \frac{U_s}{\sqrt{3}} \quad (3.55)$$

$$U_{rp(fase-fase)} = K_1 * U_s \quad (3.56)$$

Sendo K_1 o valor da sobretensão em p.u.

Assim, o valor representativo da sobretensão temporária fase-terra será o maior valor entre os de origem em defeitos à terra e por perdas de carga.

3.6.1.3. Sobretensão de Frente Lenta (por Manobra)

As sobretensões de frente lenta são produzidas por manobras de ligação e reengate de linhas ou por perdas de carga, defeitos e descargas atmosféricas distantes. Neste estudo, dado que se trata de um sistema de gama I ($1 \text{ kV} \leq U_m \leq 245 \text{ kV}$), com um regime de neutro ligado diretamente ou através de uma impedância, apenas se consideram as sobretensões de frente lenta originadas por manobras de ligação e reengate. Com a informação recolhida em cada caso específico, as tensões fase-terra (U_{et}) e fase-fase (U_{pt}) são respetivamente calculadas pelas seguintes funções:

$$U_{et} = (1,25 * u_{e2} - 0,25) * \frac{\sqrt{2} * U_s}{\sqrt{3}} \quad (3.57)$$

$$U_{pt} = (1,25 * u_{e2} - 0,43) * \frac{\sqrt{2} * U_s}{\sqrt{3}} \quad (3.58)$$

Como indica a norma IEC 60071-2, quando se instalam descarregadores para limitar as sobretensões de frente lenta, os valores máximos das suas sobretensões representativas podem ser dados pelas equações apresentadas a seguir:

$$U_{rp(fase-terra)} = U_{ps} \quad (3.59)$$

$$U_{rp(fase-fase)} = 2 * U_{ps} \quad (3.60)$$

Sendo U_{ps} o nível de proteção do descarregador de sobretensão em questão para uma tensão originada por um impulso de manobra.

Nos casos em que os valores de proteção característicos dos descarregadores, dados por (3.59) (3.60) são mais baixos que as sobretensões máximas de frente lenta calculadas nas equações (3.57) (3.58), as sobretensões representativas ficam como as características dos descarregadores.

3.6.1.4. Sobretensão de Frente Rápida (por Manobra)

Para estudos de coordenação, estas manobras correspondem a um impulso normalizado de origem atmosférica (1,2/50 μs), não se considerando as sobretensões fase-fase. Para as sobretensões representativas, analisam-se as tensões de frente rápida devidas às manobras. O cálculo desta sobretensão representativa é feito pela seguinte expressão:

$$U_{rp(fase-terra)} = 3 * \frac{\sqrt{2} * U_s}{\sqrt{3}} \quad (3.61)$$

Onde U_s é a tensão mais elevada que se verifica na rede no nível de tensão.

3.6.2. Determinação das tensões de coordenação suportadas (U_{cw})

Para o cálculo das tensões de coordenação, utiliza-se o método determinístico no caso de sobretensões temporárias de frente lenta, e o método estatístico no caso de sobretensões de frente rápida.

3.6.2.1. Sobretensões Temporárias

Para o cálculo da tensão de coordenação suportada aplica-se a seguinte relação:

$$U_{cw} = K_c * U_{rp} \quad (3.62)$$

Onde,

U_{rp} é a sobretensão representativa devido a sobretensões temporárias.

K_c é o fator de coordenação.

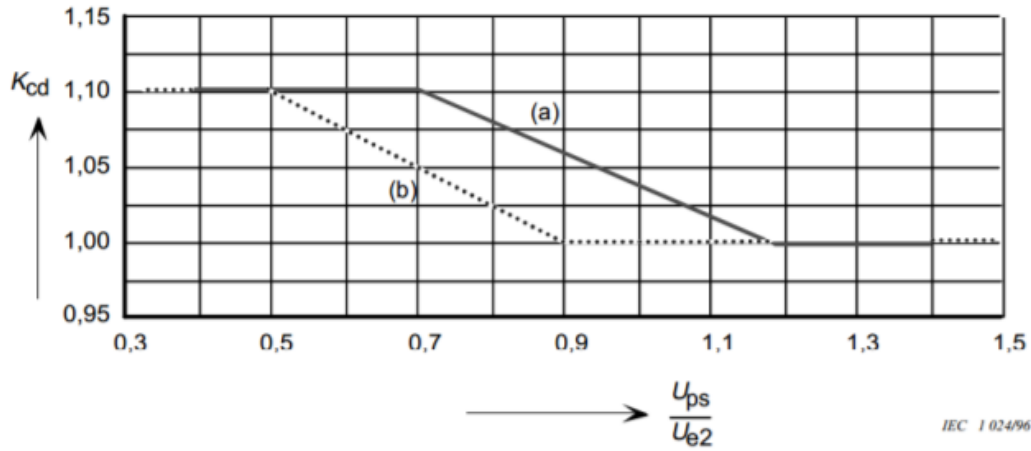
Nas sobretensões temporárias, o fator de coordenação é 1, pelo que as tensões de coordenação suportadas (fase-fase e fase-terra) coincidem com os valores de (3.54), (3.55) e (3.56).

3.6.2.2. Sobretensões de Frente Lenta (por manobra)

Esta sobretensão de coordenação suportada obtém-se por:

$$U_{cw} = K_{cd} * U_{rp} \quad (3.63)$$

Onde U_{rp} é a sobretensão representativa de frente lenta calculada na secção 3.6.1.3. e K_{cd} é um fator de coordenação determinística que tem em conta o efeito dos descarregadores instalados na distribuição das sobretensões. Este fator é dado pelo gráfico seguinte, dependendo da relação $\frac{U_{ps}}{U_e}$:



a): fator de coordenação aplicável ao nível de proteção dos descarregadores de sobretensões para obter a tensão suportável de coordenação fase-terra;

b): fator de coordenação aplicável ao dobro do nível de proteção dos descarregadores de sobretensões para obter a tensão suportável de coordenação fase-fase.

Figura 3.6 - Fator de coordenação determinística [46]

Calcula-se a relação que define o eixo das abcissas:

$$\text{Fase - terra: } \frac{U_{ps}}{U_{e2}} \quad (3.64)$$

$$\text{Fase - fase: } \frac{2 * U_{ps}}{U_{p2}} \quad (3.65)$$

Em que U_{ps} é a sobretensão representativa de manobra de frente lenta, U_{e2} é a sobretensão representativa de manobra de frente lenta fase-terra e U_{p2} é a de fase-fase.

Conhecendo o parâmetro K_{cd} através do gráfico, estas tensões de coordenação suportadas são:

$$\text{Fase - fase: } U_{cw} = K_{cd} * U_{rp(fase-fase)} \quad (3.66)$$

$$\text{Fase - terra: } U_{cw} = K_{cd} * U_{rp(fase-terra)} \quad (3.67)$$

3.6.2.3. Sobretensões de frente rápida

Origem em descargas atmosféricas

Perante impulsos de origem atmosférica, para calcular as tensões de coordenação suportadas, recorre-se à aproximação estatística simplificada. Com esta base, a tensão pretendida é calculada pela seguinte expressão:

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} * \frac{L}{L_{sp} + L_a} \quad (3.68)$$

Onde,

U_{pl} é o nível de proteção dos descarregadores a um impulso de origem atmosférica [kV]

A é o fator que descreve o comportamento da linha aérea ligada à subestação perante as descargas [kV]

n é o número mínimo de linhas conectadas à subestação

L é a distância de separação entre os descarregadores e os equipamentos a proteger [m]

L_{sp} é o comprimento do vão [m]

L_a é o quociente entre a taxa aceitável de falhas e o número de escorvamentos por km e ano [m]

Origem em Sobretensões de manobra

Tal como para as sobretensões de frente lenta, aplica-se o método determinístico, no qual a tensão de coordenação se obtém pelo produto do resultado da sobretensão temporária representativa de frente rápida (3.61) pelo fator de coordenação determinista K_{cd} , que tem em conta os efeitos dos descarregadores instalados na distribuição das sobretensões:

$$U_{cw} = K_{cd} * U_{rp} \quad (3.69)$$

3.6.3. Determinação das tensões suportadas estipuladas (U_{rw})

As tensões estipuladas obtêm-se a partir das tensões de coordenação suportadas, aplicando dois tipos de fatores de correção:

- Fator de segurança K_s . Inclui efeitos como o envelhecimento do isolamento e as diferenças de fabrico e montagem. Para isolamento interno $K_s = 1,15$, e para isolamento externo $K_s = 1,05$.
- Fator de correção atmosférica K_a . Apenas se aplica ao isolamento externo, tendo em conta as diferenças entre as condições atmosféricas de serviço e as que se verificam nos ensaios normalizados de tensão suportada. Para efeitos de coordenação de isolamento só se considera a variação da pressão atmosférica com a altitude. Este fator calcula-se pela seguinte expressão:

$$K_a = e^{m * \left(\frac{H}{8150}\right)} \quad (3.70)$$

Onde,

H é a altitude acima do nível do mar [m]

m é o coeficiente cujo valor depende do tipo de sobretensão

Depois de obter os fatores, as tensões estipuladas suportadas apresentam-se pelo produto dos fatores calculados e a tensões de coordenação suportadas (secção 3.2.2.):

- Para isolamento interno:

$$U_{rw} = U_{cw} * K_s \quad (3.71)$$

- Para isolamento externo:

$$U_{rw} = U_{cw} * K_s * K_a \quad (3.72)$$

3.6.4. Conversão a valores de tensões suportadas normalizadas

Na gama I, as tensões suportadas normalizadas apenas incluem a tensão suportada de curto-circuito à frequência industrial e a tensão suportada a impulsos de origem atmosférica, não incluindo as tensões de manobra. Assim, as tensões suportadas devido às manobras devem-se converter nas sobretensões suportadas normalizadas que são estipuladas pela gama I. Isso será feito através de fatores de conversão, determinados na seguinte tabela:

Tabela 3.1 - Fatores de conversão para a gama I, para converter tensões suportáveis requeridas a impulsos de manobra em tensões suportáveis de curta duração à frequência industrial e a impulsos de origem atmosférica.[45]

Insulation	Short-duration power-frequency withstand voltage ¹⁾	Lightning impulse withstand voltage
External insulation – air clearances and clean insulators, dry: – phase-to-earth – phase-to-phase – clean insulators, wet	$0,6 + U_{rw} / 8500$ $0,6 + U_{rw} / 12700$ 0,6	$1,05 + U_{rw} / 6000$ $1,05 + U_{rw} / 9000$ 1,3
Internal insulation – GIS – liquid-immersed insulation – solid insulation	0,7 0,5 0,5	1,25 1,10 1,00
NOTE – U_{rw} is the required switching impulse withstand voltage in kV. ¹⁾ The test conversion factors include a factor of $1/\sqrt{2}$ to convert from peak to r.m.s value.		

Multiplicando os fatores pelos valores das sobretensões de manobra estipuladas, calculadas como apresentado em (3.71) e (3.72), obtemos as tensões convertidas. Estas, em última análise, serão objeto de comparação com o nível de isolamento testado, comprovando ou não a sua adequação.

Capítulo 4

4. Caso de Estudo: Subestação Elevadora de Flamenco 220/33 KV

4.1. Descrição Geral

O projeto da subestação elevadora de Flamenco tem como objetivo fazer a ligação entre o parque eólico de Nazca e a rede elétrica peruana (SEIN - Sistema Eléctrico Interconectado Nacional), subindo o nível de tensão de forma à energia gerada estar em condições de ser transportada. A ligação à rede elétrica será feita no barramento de 220kV da subestação de Poroma. Esta transforma os níveis de tensão de 220kV para 500kV. A subestação elevadora terá a razão de transformação 220/33 kV, saindo dela uma linha de transmissão de 0,685 km que liga ao barramento de 220kV de Poroma. A subestação terá uma configuração de barramento simples, com a perspectiva de esta evoluir para outra configuração no futuro.

O parque eólico terá uma potência de 132,3 MVA, sendo constituído por 42 aerogeradores, de 3,15 MVA cada. Estes serão dispostos em 7 circuitos independentes, com potências aproximadamente equitativas. Prevê-se que o parque entre em operação comercial em 2018.

Os critérios que o projeto da subestação seguiu tiveram em conta as normas e códigos peruanos atualmente vigentes, bem como normas internacionais complementares, entre os quais:

- “Código Nacional de Electricidad (CNE) - Suministro 2011”
- “Norma Técnica de Edificación NTE 060 - Concreto Armado - Comentarios”
- “Norma Técnica de Edificación NTE 030 - Diseño Sismorresistente”
- “Norma Técnica de Edificación NTE 050 - Suelos y Cimentaciones”
- “American Concrete Institute ACI-318/99”
- “American Institute of Steel Construction - AISC”
- “American Society for Testing and Materials - ASTM”
- “Norma UNE 62271-203:2005: Aparato bajo envolvente metálica con aislamiento gaseoso para tensiones asignadas superiores a 52 kV (Equivalente a IEC 62271-203:2005)”

Caraterísticas do Sistema

- Tensão nominal do sistema: 220 [kV]
- Tensão máxima do sistema: 245 [kV]
- Frequência nominal: 60 [Hz]
- Número de fases: 3
- Nível de impulso atmosférico (BIL): 1050 [kVcr]

4.2. Localização Ótima da Subestação



Figura 4.1 - Mapa da Localização da SE Flamenco [47]

O parque eólico de Nazca localizar-se-á 30 km a norte da localidade de San Juan de Marcona, na província de Nazca, região de Inca, no Peru.

De forma a minimizar as perdas nos circuitos de média tensão pertencentes ao parque eólico “Nazca” e favorecer a construção da subestação num terreno ótimo, a localização da subestação teve em conta os seguintes fatores:

- Proximidade do centro do parque eólico de forma a minimizar as perdas dos circuitos de MT;
- Zona onde haja o menor movimento de terras possível;
- Localização escolhida de forma à saída da linha ter o mínimo de ligações possíveis;
- Localização que aproveite os caminhos de acesso aos aerogeradores já existentes.

Como a localização é em ambiente desértico e com uma densidade populacional muito baixa, não foi necessário ter considerações comunitárias tão significativas como nos casos de subestações em meio urbano.

4.3. Estudo Pré-Operabilidade

Antes de se projetar a subestação, realizou-se um estudo, designado estudo pré-operabilidade. Neste caso concreto, pretendeu avaliar a forma como a introdução da subestação Flamenco e do PE Nazca vão afetar os diferentes parâmetros da rede elétrica em vários locais. Assim, o estudo realizado com vista à projeção da subestação elevadora de Flamenco, teve como objetivos principais:

- Analisar a operação do SEIN em regime estacionário em condições normais, para, perante a presença do PE Nazca, assegurar a qualidade de serviço em relação aos níveis de tensão nos principais barramentos do sistema e dos níveis de carga nas linhas de transmissão;
- Analisar a operação do SEIN em regime estacionário em condições de contingência, segundo o critério de segurança N-1. Perante os resultados, caso seja necessário, pode definir-se o equipamento adicional ou o esquema de operação que permita manter os níveis adequados de segurança no sistema;

- Analisar as correntes de defeito perante curto-circuitos nos barramentos das subestações e assegurar que os equipamentos de corte da zona mais perto do projeto têm capacidade de responder à exigência;
- Fazer uma análise da estabilidade transitória do SEIN com o propósito de estimar a estabilidade do sistema perante falhas monofásicas com reengate bem-sucedido e perante falhas trifásicas com abertura permanente das ligações junto à central eólica;
- Resposta do parque eólico perante buracos de tensão que se produzam por defeitos monofásicos e trifásicos.

Análise do Fluxo de Potência

Dos casos simulados, mostra-se que, com a entrada do projeto, que gera uma potência nominal de 132,3 MVA, não se observam sobrecargas em nenhum elemento de transmissão perto da zona do parque eólico. Os níveis de tensão dos barramentos mantêm-se dentro das margens permitidas. Assim, conclui-se que as condições de operação normal do PE. Nazca não afetam negativamente o sistema.

Análise de Contingências (N-1)

De todas as contingências analisadas, considerando que o PE. Nazca se encontra a operar e a gerar a sua potência máxima de 132,3 MVA, nas condições de máxima, média e mínima demanda, os níveis de tensão dos barramentos mantêm-se dentro dos limites permitidos.

Análise de Curto-circuitos

Depois das estimações de carga e geração previstos, os níveis de corrente determinados não ultrapassam a capacidade máxima de rutura do equipamento de corte existente nas subestações localizadas junto ao parque eólico. A SE Flamenco irá suportar uma corrente de CC de 25 kA no lado de 33 kV e de 40 kA no lado de 220 kV.

Análise de Estabilidade Transitória

O tempo crítico de folga do defeito trifásico junto do lado de alta tensão da SE Flamenco é de 110 ms, superando o tempo mínimo de atuação das proteções para estas instalações.

Perante ocorrência de defeitos trifásicos com abertura definitiva dos disjuntores em várias linhas, comprova-se que as saídas de serviço não provocam inconvenientes no fornecimento elétrico.

Pelos estudos de pré-operabilidade, conclui-se que, a entrada do PE. Nazca de 132,3 MVA na rede elétrica do Peru, através da SE Flamenco 33kV/220 kV, não afeta negativamente a operação do SEIN, favorecendo o perfil das tensões na zona e aumentando a margem de reserva da geração elétrica do SEIN.

4.4. Projeto Elétrico da Subestação

4.4.1. Cálculos Justificativos

Para começar o projeto elétrico, é necessário fazer o cálculo das correntes nos níveis de 220 kV e 33 kV, em funcionamento contínuo e em regime de curto-circuito.

4.4.1.1. Cálculo de Correntes

Corrente no painel de saída linha-transformador do lado de 220 kV:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} * V_p} = \frac{132\,300}{\sqrt{3} * 220} = 347,2\,A \quad (4.1)$$

Corrente no painel do transformador de potência do lado de 33 kV:

$$I_s = \frac{S}{\sqrt{3} * V_p} = \frac{132\,300}{\sqrt{3} * 33} = 2\,315\,A \quad (4.2)$$

4.4.1.2. Regime de curto-circuito

▪ Em 220 kV

A corrente de curto-circuito previsível máxima na entrada da subestação de 4 000 MVA é:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} * V_p} = \frac{4 * 10^6}{\sqrt{3} * 220 * 10^3} = 10,5\,kA \quad (4.3)$$

Os equipamentos da subestação deverão ser projetados para suportar correntes superiores a este valor.

▪ Em 33 kV

Para a análise do curto-circuito do lado de 33 kV partimos de algumas considerações:

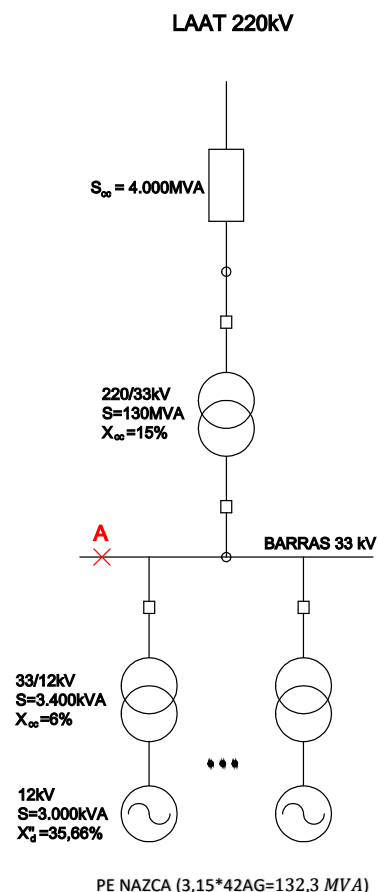


Figura 4.2 - Curto-circuito no barramento de 33 kV

Começa-se por calcular a impedância equivalente do circuito. Para tal, convertem-se as magnitudes elétricas em valores por unidade (p.u.) para simplificar os cálculos.

$$S_b = 150\,MVA \quad U_b = 220\,kV, 33\,kV, 12\,kV$$

Rede de 220 kV:

$$S_{220} = 4\,000\text{ MVA}$$

$$X_{220}(p.u.) \approx Z_{220}(p.u.) = U^2(p.u.) \frac{S_b(MVA)}{S(MVA)} = 1 * \frac{150}{4000} = 0,0375\text{ p.u.} \quad (4.4)$$

Transformador de potência:

$$X_{cc} = 15\%$$

$$S = 150\text{ MVA}$$

$$U_{base}(kV) = 220\text{ kV}$$

$$X_T \approx Z_T = \frac{u_{cc}(\%)}{100} * \frac{U}{U_b} * \frac{S_b}{S} = \frac{15}{100} * \frac{220k}{220k} * \frac{150M}{150} = 0,15\text{ p.u.} \quad (4.5)$$

Transformador de 33/12 kV:

$$X_{cc\text{ transf-gerador}} = 6\%$$

$$S_{n\text{ transf-gerador}} = 3\,400\text{ MVA}$$

$$U_{base}(kV) = U = 12\text{ kV}$$

$$X_T \approx Z_T = \frac{u_{cc}(\%)}{100} * \frac{S_b}{S} = \frac{6}{100} * \frac{150}{3,4} = 2,65\text{ p.u.} \quad (4.6)$$

Aerogerador (3 MW):

$$X_d''(\%) = X_d''(\Omega) * \frac{S(MVA)}{U^2(kV)} * 100 = 0,0566 * \frac{3,15}{0,69^2(kV)} * 100 = 37,45\% = X_{cc}(\%) \quad (4.7)$$

Estando S e U indicados na placa de características do aerogerador. Neste caso, $U = U_b = 12\text{ kV}$.

$$X_g'' = \frac{X_{cc}(\%)}{100} * \frac{S_b}{S} = \frac{37,45}{100} * \frac{150}{3,15} = 17,83\text{ p.u.} \quad (4.8)$$

Transformador e aerogerador:

$$X_G'' = X_T + X_g'' = 2,65 + 17,83 = 20,48\text{ (p.u.)} \quad (4.9)$$

Obtém-se então o circuito com os valores em p.u.

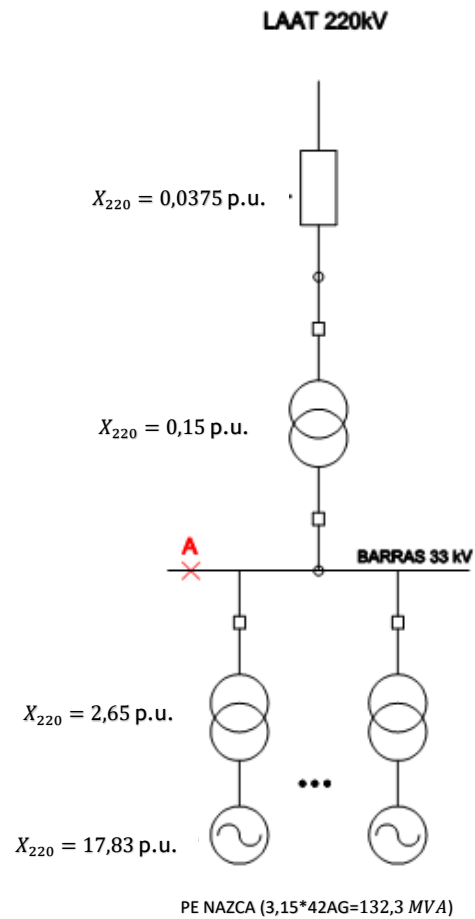


Figura 4.3 - Curto-Circuito no barramento de 33kV com valores em p.u.

Vai-se calcular o valor da I_{cc} máxima previsível. Ignoram-se as impedâncias dos condutores de 220 kV pelo que a impedância equivalente do circuito a montante do barramento de 33kV é igual independentemente do ponto onde se calcule. As reatâncias dos quarenta e dois conjuntos aerogerador-transformador 33/12 kV do parque eólico resultam em:

$$X_G = \frac{X_G''}{42} = \frac{17,83}{42} = 0,368 \text{ p.u.} \quad (4.10)$$

A reatância equivalente da rede é a soma da linha e do transformador:

$$X_{rede} = X_{linha} + X_T = 0,0325 + 0,15 = 0,1825 \text{ p.u.} \quad (4.11)$$

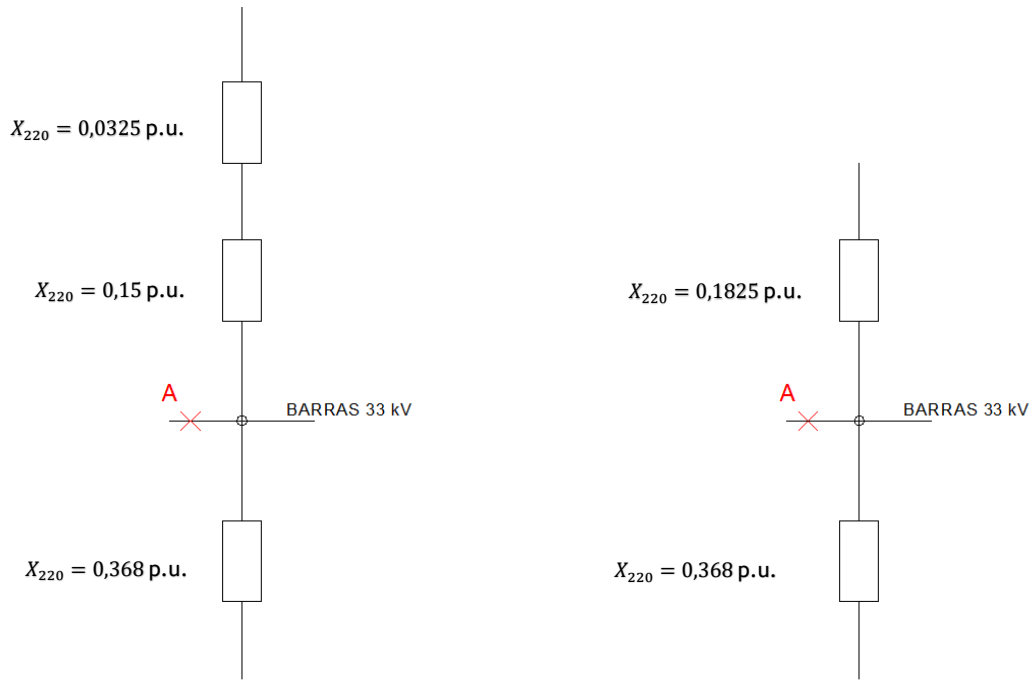


Figura 4.4 - Curto-Circuito no barramento de 33kV com valores em p.u.

$$Z_A \approx X_{rede} // X_G$$

$$\frac{1}{Z_A} \approx \frac{1}{X_{rede}} + \frac{1}{Z_G} = \frac{1}{0,1825} + \frac{1}{0,424} \quad (4.12)$$

$$Z_A = 0,1276 \text{ p.u.}$$

Assim, calcula-se a corrente de curto-circuito instantâneo no barramento de 33 kV:

$$S_A(MVA) = \frac{S_b(MVA)}{Z_A(p.u.)} = \frac{150}{0,1276} = 1175,55 \text{ MVA} \quad (4.13)$$

$$I_A(kA) = \frac{S_A(MVA)}{\sqrt{3} * U(kV)} = \frac{1175,55}{\sqrt{3} * 33} = 20,57 \text{ kA} \quad (4.14)$$

O estudo de curto-circuito realizado estabeleceu que as celas de MT vão suportar uma corrente de curto-circuito até 25 kA, pelo que é superior ao máximo que se vai verificar (20,57 kA), estando o sistema bem dimensionado. Também podemos verificar qual a secção mínima que o cabo das linhas subterrâneas que liga à subestação deve ter para suportar o curto-circuito máximo no lado de 33 kV:

$$I < \frac{k * S}{\sqrt{t}} \quad (4.15)$$

Substituindo pelo tempo de curto-circuito (1s) e pela constante associada ao alumínio, que é menor que o cobre obtém-se:

$$S > \frac{20,57K * \sqrt{1}}{93} = 203,8 \text{ mm}^2 \quad (4.16)$$

Assim, o cabo mínimo que se pode usar na chegada às celas de média tensão é de 240 mm² de alumínio.

4.4.1.3. Dimensionamento de Condutores e Barramentos

Lado 220 kV

Para se estabelecer uma secção adequada para o condutor em 220 kV, é necessário ter em conta fatores como corrente máxima, temperatura ambiente, velocidade do vento e radiação solar. Assim, considerando as condições mais desfavoráveis, os valores destas variáveis são os seguintes:

- Potência máxima no condutor de linha: 300 MVA
- Corrente máxima no condutor: 830 A
- Temperatura ambiente máxima: 30 °C
- Velocidade do vento mínima: 0,61 m/seg.
- Viscosidade do ar: 0,0470 lb/h ft
- Temperatura máxima do condutor: 75 °C

Admite-se a utilização do cabo de alumínio de 950 MCM (Condutor ACAR 950MCM) no painel linha-transformador 220 kV, considerando condições ambientais e de serviço presentes na subestação. Terá as seguintes características: [48]

- Liga e Secção: 950 MCM, 481 mm²
- Diâmetro do condutor: 28,50 [mm]
- Diâmetro dos fios: 4,07 [mm]
- Número de fios de alumínio: 33
- Quantidade de fios de ligação de alumínio: 4
- Peso do condutor: 1.327,3 [kg/km]
- Resistência DC a 20 °C: 0.0610 [Ω/km]
- Resistência AC a 75 °C: 0. 07562 [Ω/km]
- Capacidade de rutura: 7965 [daN]

A operação do cabo caracteriza-se por:

- A temperatura de operação do condutor em condição de regime permanente ser de 75 °C.
- A temperatura máxima admissível de curta duração do condutor é de 150 °C.
- A temperatura ambiente considera-se 30 °C.
- A potência máxima estimada para o condutor em condição de regime permanente é de 300 [MVA].
- Os coeficientes de emissividade e de absorção solar, consideram-se ambos de magnitude igual a 0.5.
- Considera-se uma velocidade do vento de 0.61 [m/s].

Assim, baseando-se na norma “IEEE Std 738”, realizam-se de seguida cálculos de dimensionamento do condutor, para verificar se este cumpre as exigências do projeto.

a) Capacidade do condutor em Regime Permanente

Corrente Máxima Admissível

Para obter a corrente máxima admissível que pode circular no condutor ACAR 950MCM, fazem-se primeiro os cálculos dos fatores necessários:

$$I_{ADM} = \sqrt{\frac{q_c + q_R - q_s}{R(T_c)}} \quad (4.17)$$

Potência dissipada por convecção:

$$q_c = \left[1,01 + 0,371 * \left(\frac{D\rho V}{\mu} \right)^{0,52} \right] * k * (T_c - T_a) \quad (4.18)$$

Estes valores são obtidos pela tabela da viscosidade, densidade e condutividade térmica, que se encontra na norma Std 738 do IEEE.

$$q_c = \left[1,01 + 0,371 * \left(\frac{1,12165 * 0,065 * 7204,724}{0,0470} \right)^{0,52} \right] * 0,00847 * (75 - 30) = 18,398 \left[\frac{W}{ft} \right] = 60,360 [W/m]$$

Valores obtidos através da tabela da norma que se encontra no anexo A.1.

Potência dissipada por radiação:

$$q_R = 0,138 * D * \varepsilon * \left[\left(\frac{T_c + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right] \left[\frac{W}{ft} \right] \quad (4.19)$$

$$q_R = 0,138 * 1,12165 * 0,5 * \left[\left(\frac{75 + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{30 + 273}{100} \right)^4 \right] = 4,827 \left[\frac{W}{ft} \right] = 15,838 \left[\frac{W}{m} \right]$$

Potência absorvida do sol:

$$q_s = \alpha * A' * Q_e * \text{sen}(\theta) = 3,316 \left[\frac{W}{ft} \right] = 10,878 [W/m] \quad (4.20)$$

Resistência do condutor a temperatura de regime:

$$R(T_c) = \left[\frac{R(T_{high}) - R(T_{low})}{T_{high} - T_{low}} \right] * (T_c - T_{low}) + R(T_{low}) =$$

$$\left[\frac{0,07562 - 0,06083}{75 - 20} \right] * (75 - 20) + 0,06083 = 7,562 * 10^{-5} [\Omega/m] \quad (4.21)$$

Substitui-se na fórmula da corrente máxima admissível, obtendo:

$$I_{ADM} = \sqrt{\frac{q_c + q_R - q_s}{R(T_c)}} = \sqrt{\frac{60,315 + 15,838 - 10,878}{7,562 * 10^{-5}}} = 929,08 [A] \quad (4.22)$$

Corrente permanente na linha

Corrente a suportar na linha, de forma contínua, é dado pela fórmula:

$$I_{max} = \frac{P_{max}}{\sqrt{3} * U * \cos\phi} = \frac{300\,000\,000}{\sqrt{3} * 220\,000 * 0,9} = 875 [A] < 929,08 A \quad (4.23)$$

Dos cálculos anteriores, podemos concluir que o condutor ACAR 950 MCM cumpre com os requisitos, podendo, em regime permanente, transmitir a capacidade máxima das linhas pelo ramo respetivo.

Tabela 4.1 - Cabo ACAR 950 MCM

ACAR	Capacidade (A)	Seccção (mm ²)	Diâmetro (mm)	Número de fios	Peso (kg.km)
950 MCM	929,08	481	28,49	33+4	1327,3

b) Capacidade do condutor num Curto-Circuito

Para o cálculo da capacidade de curto-circuito do barramento considera-se que:

- Não há trocas de calor com o ambiente
- Todo o calor gerado se aplica em aumentar a temperatura do condutor
- Para o caso de uma falha nos barramentos, considera-se um curto-circuito onde toda a corrente flui apenas por um dos subcondutores.

A capacidade do condutor em curto-circuito é determinada pela seguinte fórmula:

$$\left(\frac{I_{cc}}{A}\right)^2 * t = K * \ln\left(\frac{1 + \alpha_{20}(T_2 - 20)}{1 + \alpha_{20}(T_1 - 20)}\right) [A] \quad (4.24)$$

$$T_1 = 75 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$T_2 = 150 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$t = 1 [s]$$

$$A = 950 [kcmil] = 481 [mm^2]$$

$$K = 2,248 * 10^{-2}$$

$$\alpha_{20} = 0,00347 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$$

$$\left(\frac{I_{cc}}{481}\right)^2 * 1 = 2,248 * 10^{-2} * \ln\left(\frac{1 + 0,00347(150 - 20)}{1 + 0,00347(75 - 20)}\right) [A] \quad (4.25)$$

$$I_{cc} = 32,32 [kA]$$

Estes valores são obtidos pela tabela no anexo A.2 (constantes de materiais)

Esta é a corrente máxima de curto-circuito suportada por fase por este condutor. Sendo superior à corrente de curto-circuito verificada para o circuito de 220 kV (10,5 kA), o cabo é perfeitamente adequado.

c) Efeito Coroa

A tensão crítica disruptiva é dada por:

$$U_c = \frac{29,8}{\sqrt{2}} * \sqrt{3} * m_c * \delta * m_t * r * 2,302 * \lg\left(\frac{D_{eq}}{r_{eq}}\right) [kV_{ef}] \quad (4.26)$$

Raio médio geométrico:

$$r_{eq} = R_{fase} \sqrt[n]{n \frac{r_{fio}}{R_{fase}}} = 1,424 \sqrt[37]{37 * \frac{0,2035}{1,424}} = 1,489 [cm] \quad (4.27)$$

Diâmetro médio geométrico:

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{12} * D_{13} * D_{23}} = \sqrt[3]{400 * 800 * 400} = 503,968 [cm] \quad (4.28)$$

Densidade do ar, para uma altura de 504 m:

$$\log b = \log 76 - \frac{h}{18336} = \log 76 - \frac{504}{18336} \quad (4.29)$$

$$b = 71,339 [\text{cm.Hg}]$$

Fator de correção da densidade do ar, para 30 °C:

$$\delta = \frac{3,92 * b}{273 + t} = \frac{3,92 * 71,339}{273 + 30} = 0,9229 [^{\circ}/1] \quad (4.30)$$

Coeficiente de rugosidade do condutor: $m_c = 0,85$

Substitui-se todas as variáveis na equação para obter:

$$U_c = 84,017 * 0,85 * 0,9229 * 1 * 1,489 * \lg\left(\frac{503,968}{1,585}\right) [kV_{ef}] \quad (4.31)$$

$$U_c = 248,57 [kV_{ef}] \text{ (para clima seco)}$$

$$U_c = 84,017 * 0,85 * 0,9229 * 0,8 * 1,585 * \lg\left(\frac{503,968}{1,585}\right) [kV_{ef}] \quad (4.32)$$

$$U_c = 196,46 [kV_{ef}] \text{ (para clima húmido)}$$

Tendo em conta que o clima na região de Nazca é predominantemente muito seco, a tensão crítica disruptiva, para este caso, apresenta um valor superior à tensão nominal no cabo e o valor máximo de funcionamento do equipamento. Podemos então aferir que não existirá efeito de coroa no condutor.

Após estes cálculos, concluímos que o cabo de alumínio ACAR 950 MCM cumpre os requisitos para transporte de energia na linha da subestação de Flamenco no lado de AT, em condições normais, de curto-circuito e tem ausência de efeito de coroa.

Lado de 33 kV

Para esta parte da subestação, vai-se instalar cabo subterrâneo de média tensão com isolamento de 33 kV para ligar o secundário do transformador de potência à cela de proteção do transformador e aos respetivos circuitos subsequentes do parque eólico e das outras funções.

As características do sistema na localização específica serão:

- Tensão Nominal: 33 kV
- Frequência Nominal: 60 Hz
- Potência do parque em regime normal: 132,3 MVA

a) Cabo isolado para o painel do transformador de potência

Projetam-se quatro condutores por fase, sendo usado um cabo isolado tipo RHZ1-OL 20/36 kV de cobre com secção de 630 mm^2 , parte em canal prefabricado e parte enterradas em baixo de um tubo com betão. Assim, não sendo cabos aéreos nem estando expostos à radiação solar, o seu cálculo não vai seguir a mesma norma que o do lado de 220 kV. O comprimento do ramo enterrado não é significativo para se considerar a aplicação de coeficientes corretores de corrente.

Assim, para verificar a adequação do cabo partem-se de alguns dados. A potência a transportar considerada é a potência máxima do parque, composto por 42 aerogeradores de 3,15 MVA cada um.

$$S = 42 * 3,15M = 132,3 \text{ MVA}$$

A corrente máxima admissível dada pela equação (4.2).

Corrente máxima admissível

É calculada pela seguinte fórmula:

$$I_{max} = n * I_{cond} * C_1 * C_2 * C_3 = 4 * 1035 * 0,65 = 2\,692\,A > 2\,315\,A \quad (4.33)$$

Estando a capacidade de transporte do circuito acima do valor da corrente máxima esperada, conclui-se que o cabo se adequa.

Corrente de Curto-circuito admissível

O transformador dos aerogeradores estará protegido por um disjuntor, considerando-se o seu tempo de atuação de 1s. Para este tempo, o fabricante fornece a seguinte fórmula:

$$I_{cc} = \frac{K * S}{\sqrt{t}} = \frac{142 * 630}{\sqrt{1}} = 89,46\,kA > 20,57\,kA \quad (4.34)$$

Como vemos, a corrente de curto-circuito máxima admissível do cabo a instalar para o lado de 33 kV é superior ao valor máximo esperado dessa corrente. Os equipamentos para as celas de MT foram projetados para suportar uma corrente de CC de 25 kA, valor também superior ao verificado.

O canal pré-fabricado será colocado a 1100 mm de profundidade e 1300 mm de largura, com três bandejas perfuradas com separação vertical de 300 mm.

Na mesma canalização estarão os circuitos para as duas baterias de condensadores e para a reatância zigue-zague, formados por um cabo de 240 mm² de alumínio por fase. A corrente máxima verificada para estes painéis será:

$$I_s = \frac{S}{\sqrt{3} * V_p} = \frac{11\,000}{\sqrt{3} * 33} = 192,45\,A \quad (4.35)$$

Sendo a corrente máxima admissível pelo cabo:

$$I_{max} = n * I_{cond} * C_1 * C_2 = 1 * 590 * 0,73 * 0,84 = 361,8\,A \quad (4.36)$$

Assim, o cabo suporta uma corrente superior à que se verifica nos painéis onde se encontra, pelo que respeita a condição de regime permanente. Para o curto-circuito admissível a corrente admissível deste cabo será:

$$I_{cc} = \frac{K * S}{\sqrt{t}} = \frac{93 * 240}{\sqrt{1}} = 22,32\,kA \quad (4.37)$$

Este valor é superior a 20,57 kA, pelo que o cabo está bem dimensionado.

4.4.1.4. Malha de Terra Enterrada

Como foi referido no capítulo anterior, a malha de terra tem de resistir às intensidades máximas provocadas pelos defeitos, protegendo assim os equipamentos e as pessoas que se encontram na instalação. O estudo da resistividade do solo que precedeu o dimensionamento da malha de terra da subestação elevadora de Flamenco concluiu que a resistividade do terreno é praticamente constante ao longo da superfície e até dois metros de profundidade, diminuindo daí para baixo ligeiramente e de forma gradual.

A malha de terra vai-se ligar às terras de proteção (partes metálicas da instalação que normalmente não estão em tensão) e às de serviço, como o neutro do transformador de potência.

A corrente de curto-circuito esperada no barramento de 220 kV da subestação, para o pior caso, é de 10,5 kA.

Condutor Utilizado

Os cálculos que se vão apresentar nesta parte baseiam-se na norma do IEEE Std 80, nomeadamente aquele que se segue, que determina a secção do condutor que é usada na malha:[38]

$$A = \frac{I * \sqrt{t_c * \alpha_r * \rho_r * 10000}}{\sqrt{TCAP + L_n \frac{K_0 + T_M}{K_0 + T_a}}} = \frac{10,5 * \sqrt{1 * 0,00397 * 1,72 * 10000}}{\sqrt{3,42 + \ln\left(\frac{234 + 200}{234 + 35}\right)}} = 4,44 \text{ mm}^2 \quad (4.38)$$

Como cabo da malha de terra, irá utilizar-se um cabo de cobre nu do tipo 4/0 AWG de 107,2 mm². O facto de a secção ser muito maior que o necessário, segundo a fórmula, está relacionado com questões construtivas. O cabo estará disposto em quadrículas de 4x4 metros no interior da subestação, estando enterrado a uma profundidade de 0,80 m. As suas dimensões exteriores serão de 56,0 x 80,0 m. Sabemos, através do estudo da resistividade prévio, que a resistividade média do solo é de 329,75 Ω.m. A área ocupada pela rede será de 4.480 metros quadrados, sendo sua resistência da malha dada por:

$$R = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}} + \frac{\rho}{L} = \frac{329,75}{4} \sqrt{\frac{\pi}{4480}} + \frac{329,75}{2256} = 2,329 \Omega \quad (4.39)$$

Tensões de passo e de toque admissíveis

No caso concreto da subestação elevadora de Flamenco, será colocada no solo uma camada de gravilha que terá uma resistividade de 3000 Ω.m. Assim, esta terá de se multiplicar pelo fator corretivo para chegar ao valor da resistividade superficial equivalente do solo. O fator corretivo será:

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2h_s + 0,09} = 1 - \frac{0,09 \left(1 - \frac{329,75}{3000}\right)}{2 * 0,1 + 0,09} = 0,721 \quad (4.40)$$

$$\rho_{sup} = C_s * \rho_s = 0,724 * 3000 = 2172 \Omega.m \quad (4.41)$$

Calculando-se os valores máximos admissíveis para as tensões de passo e de contacto:

$$\begin{aligned} U_{Toque} &= (1000 + 1,5 * C_s * \rho_s) \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} = \\ &= (1000 + 1,5 * 0,724 * 3000) * \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} = 698,5 V \end{aligned} \quad (4.42)$$

$$\begin{aligned} U_{Passo} &= (1000 + 6 * C_s * \rho_{sup}) \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} = \\ &= (1000 + 6 * 0,724 * 3000) * \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} = 2301,9 V \end{aligned} \quad (4.43)$$

Foram calculados os valores das tensões para os casos do solo ter a camada de gravilha ($\rho_{sup} = 2172 \Omega.m$) e de não ter a ter ($\rho_{sup} = 329,75 \Omega.m$):

Tabela 4.2 - Valores Admissíveis de tensão de toque V_c e tensão de passo V_p

Valores Admissíveis de V_p e V_c		
Camada de Gravilha	Tensão de Passo	Tensão de Toque
Sim	2301,9 V	698,5 V
Não	488,6 V	245,2 V

Corrente de defeito na malha de terra

A corrente de curto-circuito calculada foi de 10,5 kA. A corrente de defeito na malha, naturalmente, vai ser afetada por este valor e é dada pela seguinte fórmula:

$$I_g = \frac{E_g}{R_g} \quad (4.44)$$

Onde,

I_g é corrente que percorre a malha de terra num curto-circuito [A]

E_g é o potencial na malha de terra da subestação [V]

R_g é a resistência equivalente da malha [Ω]

A resistência equivalente da malha já foi calculada anteriormente em 2,329 Ω . Para o cálculo do potencial da malha será necessário obter a resistência equivalente desta junto com a ligação ao parque eólico. Os 42 elétrodos de terra dos aerogeradores terão uma resistência máxima de 2 Ω cada. Estes estarão ligados entre si e também à malha de terra da subestação. A ligação será feita por 25 672 m de comprimento de cabo de cobre. Este condutor estará enterrado horizontalmente e a sua resistência é dada por:

$$R = \frac{2\rho}{L} = \frac{2 * 329,75}{25\,672} = 0,026 \, \Omega \quad (4.45)$$

Para este valor não se considera a reatância de cabo. Considerando a resistência em paralelo dos elétrodos dos 42 aerogeradores do parque eólico junto com a malha de terra e o condutor que os liga, obtemos um valor de 0,0418 Ω . Assim, o potencial da terra em defeito será:

$$E_g = I_{cc} * R_{eq} = 10,5 * 10^3 * 0,0418 = 438,9 \, V \quad (4.46)$$

Estando agora em condições de calcular a corrente de defeito à terra:

$$I_g = \frac{E_g}{R_g} = \frac{438,9}{2,329} = 188,45 \, A \quad (4.47)$$

Tensões de passo e de toque reais

Procedendo agora ao cálculo dos valores reais das tensões de passo e de contacto, utilizamos o método apresentado no capítulo anterior com os seguintes dados:

E_m é a diferença de potencial do condutor da malha de terra e da superfície do terreno ao centro do retângulo da malha

E_s é a tensão de contacto a uma distância horizontal de um metro

$\rho = 329,75 \, \Omega.m$ (resistividade do terreno)

$I = 188,45 \, A$ (corrente de defeito)

$L_c = 2\,256 \, m$ (comprimento de cabo enterrado)

$L_p = 272 \, m$ (comprimento do perímetro da rede)

L_x distância máxima do cabo de terra no eixo x
 L_y distância máxima do cabo de terra no eixo y
 D_m distância máxima entre dois pontos da malha de terra
 $h = 0,8 \text{ m}$ profundidade do enterro
 $A = 4\,480 \text{ m}^2$ área coberta pela malha
 $D = 4 \text{ m}$ separação média entre condutores paralelos
 $d = 0,01168 \text{ m}$ diâmetro do condutor
 n número efetivo de condutores em paralelo

Tensão de Toque

É dada por:

$$E_m = \frac{\rho * K_m * K_i * I_G}{L_c} \quad (4.48)$$

Em que:

$$\rho = 329,75 \, \Omega \cdot \text{m}$$

E o fator geométrico:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \left(\frac{8}{\pi(2n-1)} \right) \right] \quad (4.49)$$

Os dados que faltam na fórmula são calculados por:

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} = \sqrt{1 + \frac{0,8}{1}} = 1,342 \quad (4.50)$$

$$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{2/n}} \quad (4.51)$$

Calcula-se n para substituir em K_{ii} :

$$n = n_a n_b n_c n_d \quad (4.52)$$

$$n_a = \frac{2L_c}{L_p} = \frac{2 * 2\,256}{272} = 16,588 \quad (4.53)$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4\sqrt{A}}} = \sqrt{\frac{272}{4 * \sqrt{4\,480}}} = 1,008 \quad (4.54)$$

$$n_c = 1, \text{ rede retangular} \quad (4.55)$$

$$n_d = 1, \text{ rede retangular} \quad (4.56)$$

$$n = 16,588 * 1,008 * 1 * 1 = 16,72 \quad (4.57)$$

$$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{2/n}} = \frac{1}{(2 * 16,72)^{2/16,72}} = 0,657 \quad (4.58)$$

Substituindo em K_m :

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{4^2}{16 * 0,8 * 0,01168} + \frac{(4 + 2 * 0,8)^2}{8 * 4 * 0,01168} - \frac{0,8}{4 * 0,01168} \right) + \frac{0,657}{1,342} \ln \frac{8}{\pi(2 * 16,72 - 1)} \right] = 0,593 \quad (4.59)$$

O fator de irregularidade é:

$$K_i = 0,644 + 0,148n = 0,644 + 0,148 * 16,72 = 3,119 \quad (4.60)$$

Substituindo na equação da tensão de toque obtemos:

$$E_m = \frac{329,75 * 0,712 * 3,119 * 188,45}{2 * 256} = 61,17 \text{ V} \quad (4.61)$$

Está dentro do pretendido, tendo um valor inferior à tensão de toque admitida, com e sem gravilha (698,5 V e 245,2 V respetivamente).

Tensão de Passo

É dada por:

$$E_s = \frac{\rho * K_s * K_i * I_G}{L_C} \quad (4.62)$$

Onde,

Para a profundidade de enterro típica $0,25 < h < 2,5 \text{ m}$, o fator corretivo é definido por:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} (1 - 0,5^{n-2}) \right] = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 * 0,8} + \frac{1}{4 + 0,8} + \frac{1}{4} (1 - 0,5^{(16,72-2)}) \right] = 0,345 \quad (4.63)$$

Substituindo na equação da tensão de passo obtemos:

$$E_s = \frac{329,75 * 0,345 * 3,119 * 188,45}{2256} = 29,64 \text{ V} \quad (4.64)$$

Está dentro do pretendido, tendo um valor muito inferior à tensão de passo admitida, com e sem gravilha (2301,9 V e 488,6 V respetivamente).

4.4.1.5. Malha de Terra Aérea

Blindagem do Pátio Exterior

Fazendo então os cálculos baseados na norma “IEEE Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations”, determinamos a localização das pontas franklin na subestação Flamenco. Estas têm um raio de ação de 50 metros. Para o pátio exterior da subestação, a altura a proteger será de 8,3 metros, sendo superior aos equipamentos. As hastes de franklin colocadas em postes estarão a 17 metros de altura, enquanto que as que forem postas sobre pórticos estarão a 25,8 m. Os seus raios de circunferência são:

Para hastes de franklin colocadas em postes:

$$r(e_1) = \sqrt{50^2 - (50 - 17)^2} - \sqrt{50^2 - (50 - 8,3)^2} = 9,98 \text{ m} \quad (4.65)$$

Para hastes de franklin colocadas sobre os pórticos:

$$r(e_2) = \sqrt{50^2 - (50 - 25,8)^2} - \sqrt{50^2 - (50 - 8,3)^2} = 16,17 \text{ m} \quad (4.66)$$

Como a subestação Flamenco será protegida por mais do que uma haste de franklin, o raio de junção entre circunferências tem de ser calculado para a altura de proteção pretendida:

$$r_{emp} = \sqrt{S_m^2 - (S_m - h(e_1))^2} = \sqrt{50^2 - (50 - 8,3)^2} = 27,59 \text{ m} \quad (4.67)$$

O edifício de controlo da subestação será protegido por duas hastes de franklin, sendo a altura a das arestas laterais do telhado a proteger de 4,67 metros e de 5,93 metros a da aresta central. As hastes serão colocadas a 9,5 metros. Assim, o cálculo dos raios de cada uma será:

$$\begin{aligned} r(e_1) &= \sqrt{50^2 - (50 - 9,5)^2} - \sqrt{50^2 - (50 - 4,67)^2} = 8,22 \text{ m} \\ r(e_2) &= \sqrt{50^2 - (50 - 9,5)^2} - \sqrt{50^2 - (50 - 5,93)^2} = 5,70 \text{ m} \end{aligned} \quad (4.68)$$

E a obtenção dos raios de junção:

$$\begin{aligned} r_{emp1} &= \sqrt{S_m^2 - (S_m - h(e_1))^2} = \sqrt{50^2 - (50 - 4,67)^2} = 21,10 \text{ m} \\ r_{emp2} &= \sqrt{S_m^2 - (S_m - h(e_2))^2} = \sqrt{50^2 - (50 - 5,93)^2} = 23,62 \text{ m} \end{aligned} \quad (4.69)$$

Com esta informação distribuem-se para-raios e constrói-se o plano de zonas protegidas da subestação. Podemos ver essa distribuição na figura do anexo D.

Probabilidade de Descarga

A corrente crítica de descarga é:

$$I_c = 0,041 * S_m^{1,54} = 0,041 * 50^{1,54} = 16,95 \text{ kA} \quad (4.70)$$

Então, a probabilidade desta ser excedida é:

$$P(I_c) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_c}{31}\right)^{2,6}} = \frac{1}{1 + \left(\frac{16,95K}{31}\right)^{2,6}} = 0,83 \quad (4.71)$$

O que significa que a probabilidade da corrente crítica ser excedida e ocorrer uma descarga é de 83%.

Risco de Falha

Para obter o nível ceráunio da zona da subestação Flamenco é 5 analisa-se a figura A1 do anexo A3. Assim, GFD é:

$$GFD = 0,12 * N_i = 0,12 * 5 = 0,6 \quad (4.72)$$

Significa isto que a densidade das descargas atmosféricas na zona da subestação é de 0,6 descargas/km²/ano.

O número de descargas para a área da subestação Flamenco (5 600 m²) é:

$$N_s = \frac{GFD * A}{1000^2} = \frac{0,6 * 5600}{1000^2} = 0,00336 \text{ descargas/ano} \quad (4.73)$$

Ou seja, uma descarga a cada 297,62 anos na área da subestação. Assim, multiplicando pela probabilidade de ocorrer uma descarga menor que a corrente crítica em que as proteções não atuem (17%), obtemos:

$$0,00336 * 0,17 = 0,0005712 \text{ descargas críticas/ano} \quad (4.74)$$

O que significa que uma descarga provoca a falha do sistema de blindagem a cada 1750,7 anos.

4.4.1.6. Escolha dos Transformadores de Medida

▪ Transformadores de Corrente

Como exemplo, vai-se fazer a seleção da resistência do secundário de um transformador de corrente de relação 2000/1, tomando como base os valores de um TC com a relação 20/1 com resistência de secundário 0,05 ohm, como é ilustrado na figura 3.5:

$$R_{CT-\text{calculado}} = \frac{RTC_{\text{calculado}}}{RTC_{\text{base}}} * R_{ct-\text{base}} = \frac{2000}{20} * 0,05 = 5 \Omega \quad (4.75)$$

Os valores das cargas dos relés de proteção e medidores de energia considerados nos cálculos da seleção dos transformadores de corrente são:

- Medidor de Energia: 0,05 VA
- Relé de Proteção: 0,6 VA
- Controlador: 0,1 VA

As características elétricas do sistema da SE Flamenco em 220 kV e as condições ambientais também são condicionantes a ter em conta na escolha dos TC's:

Tabela 4.3 - Condições ambientais e características do sistema elétrico a SE Flamenco em 220 kV

Tensão Nominal	220 kV
Frequência Nominal	60 Hz
Tensão atribuída ao equipamento	245 kV
Tensão suportada a uma descarga atmosférica	1050 kV a 500 metros de altitude
Tensão suportada a 60 Hz	460 kV a 500 metros de altitude
Nível de contaminação (IEC 60815)	Muito pesado
Distância de fuga mínima nominal	31 mm/kV
Distância de fuga mínima entre fases e terra	7595 mm
Corrente máxima de curto-circuito	40 kA
Altura sobre o nível do mar	500 metros

As correntes máximas suportadas pelo equipamento são 40 kA para 220 kV e 25 kA para 33 kV e a carga nominal ligada aos transformadores de corrente é 10 VA. Assim, o TC é adequado se cumprir a seguinte relação:

$$V_{SN} = FL P_N * I_S * \left(R_{CT} + \frac{S_n}{I_{S^2}} \right) \geq \frac{I_{cc}}{RTC} * \left(R_{CT} + \frac{S_R}{I_{S^2}} \right) = V_{SR} \quad (4.76)$$

Para o TC com relação 2000/1 A:

$$V_{SN} = 20 * 1 * \left(5 + \frac{10}{1} \right) \geq \frac{40K}{2000} * \left(5 + \frac{5,9}{1} \right) = V_{SR} \quad (4.77)$$

$$V_{SN} = 300 V \geq 218 V = V_{SR}$$

Este transformador respeita a condição pelo que pode ser aplicado na subestação num local onde a sua corrente primária não seja ultrapassada pelo valor de funcionamento normal.

Obtém-se de seguida tabela com os resultados para a seleção de outros transformadores da subestação Flamenco:

Tabela 4.4 - Seleção dos Transformadores de Corrente

Localização dos TC's	Lado da linha 220 kV		Lado do Transformador 220 kV		Cela 33 kV		Cela 33 kV		Cela 33 kV		Cela 33 kV	TC Toroidal	TC Toroidal
Equipamento	TI - 2		TI - 1		Cela do TP		BC e TP		Transformador de SA		Transf. formador. SA	Saída do TP lado de 33 kV	TP
Núcleos	N3/N4/N5		N3/N4/N5		N2/N3		N2		N2		N2	N1	
I_{pn} (A)	2000	1000	800	400	2500	1250	600	300	600	300	60	3000	300
I_{sn} (A)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
R_{ct} (Ω)	5	2,5	2	1	6,25	3,13	1,5	0,75	1,5	0,75	0,15	7,5	0,75
RTC	2000	1000	800	400	2500	1250	600	300	600	300	60	3000	300
FLP_N	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Secção cabo secund. (mm ²)	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Comprimento (m)	100	100	70	70	70	60	60	5	5	5	5	5	5
S_n (VA)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
R_c (Ω)	0,3	0,3	0,19	0,19	0,18	0,18	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Carga cabo (VA)	0,3	0,3	0,19	0,19	0,18	0,18	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Carga relés (VA)	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
S_R (VA)	5,9	3,4	2,79	1,79	7,03	3,905	2,12	1,37	2,12	1,37	0,77	8,12	1,37
I_{cc} (kA)	40	40	40	40	25	25	25	25	25	25	25	25	25
I_{cc} (kA)	40	40	40	40	25	25	25	25	25	25	25	25	25
$FLPR\ 1\varphi$	20	40	50	100	10	20	41,67	83,33	41,67	83,33	416,67	8,33	83,33
$FLPR\ 3\varphi$	20	40	50	100	10	20	41,67	83,33	41,67	83,33	416,67	8,33	83,33
V_{S_N}	300	250	240	220	325	262,5	230	215	230	215	203	350	215
V_{S_R}	218	236	239,5	279	132,8	140,6	150,83	176,67	150,83	176,67	383,33	130,17	176,67
Respeita	Sim	Sim	Sim	Não	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Não	Sim	Sim

Onde,

V_{S_N} é a tensão secundária do transformador de corrente com carga nominal

V_{S_R} é a tensão secundária do transformador de corrente com carga real

R_{CT} é a resistência de enrolamento secundário

I_S é a corrente secundária do transformador de corrente

S_n é a carga secundária nominal ligada ao transformador de corrente

S_R é a carga secundária real ligada ao transformador de corrente

I_{pn} é a corrente primária nominal

I_{sn} é a corrente secundária nominal

I_{cc} é a corrente de curto-circuito

RTC é a relação de transformação

FLP_N é o fator limite de precisão nominal

FLP_N é o fator limite de precisão requerido para a corrente de curto-circuito dada

$$FLP_R * 1\varphi = I_{cc} 1\varphi / I_{pn}$$

$$FLP_R * 3\varphi = I_{cc} 3\varphi / I_{pn}$$

Os núcleos de medida classe 0,2 devem ter um erro de classe para cargas entre 25% e 100% da carga nominal. [44]

Na tabela seguinte apresentam-se as percentagens de carga real tendo dos transformadores comparando com a carga nominal.

Tabela 4.5 - Percentagens da carga real dos transformadores relativos à carga nominal

Localização dos TC's	Lado da linha 220 kV		Lado do Transformador 220 kV		Cela 33 kV		Cela 33 kV		Cela 33 kV		Cela 33 kV
Equipamento	TI - 2		TI - 1		Saída do Transformador 33/220		Linha		BC e TP		Transfor mador de SA
Núcleos	N3/N4/N5		N3/N4/N5		N2/N3		N2		N2		Medida
I_{pn} (A)	2000	1000	800	400	2500	1250	600	300	600	300	30
I_{sn} (A)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
R_{ct} (Ω)	5	2,5	2	1	6,25	3,13	1,5	0,75	1,5	0,75	0,15
RTC	2000	1000	800	400	2500	1250	600	300	600	300	30
Secção cabo secund. (mm2)	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Comprimento (m)	100	100	70	70	70	60	60	5	5	5	5
S_n (VA)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
R_c (Ω)	0,3	0,3	0,19	0,19	0,18	0,18	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Carga cabo (VA)	0,3	0,3	0,19	0,19	0,18	0,18	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Carga do medidor (VA)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
S_r (VA)	5,35	2,85	2,26	1,26	6,48	3,355	1,57	0,82	1,07	0,57	0,22
S_r/S_n (%)	53,5	28,5	22,6	12,6	64,8	33,55	15,7	8,2	10,7	5,7	2,2
25% a 100%	Sim	Sim	Não	Não	Sim	Sim	Não	Não	Não	Não	Não

Assim, aos transformadores que apresentarem uma percentagem inferior, será adicionada uma resistência de acoplamento para fazer respeitar a relação entre cargas real e nominal.

▪ Transformadores de Tensão

À semelhança dos transformadores de corrente, os transformadores de potencial, para cumprir com a precisão exigida, em núcleos de medida e proteção com cargas entre 10 e 100 VA, devem ter uma carga real entre 25 e 100% da carga nominal. [49]

Tabela 4.6 - Percentagens da carga real relativa à carga nominal

Localização dos TC's	Painel da linha 220 kV			Barramento 33 kV		
Equipamento	TT-2			TT-1		
Núcleos	Proteção	Proteção	Medição	Proteção	Proteção	Medição
V_{pn} (kV)	220	220	220	33	33	33
V_{sn} (kV)	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
S_n (VA)	10	10	10	15	15	15
Secção cabo secundário (mm^2)	6	6	6	6	6	6
Comprimento (m)	100	100	100	5	5	5
R_c (Ω)	0,3	0,3	0,3	0,018	0,018	0,018
Carga cabo (VA)	0,3	0,3	0,3	0,018	0,018	0,018
Carga da bobine (VA)	0,2	0,2	2	0,6	2,4	11
S_r (VA)	0,50	0,50	2,30	0,618	2,418	11,018
S_r/S_n (%)	5,00	5,00	23,00	5,20	17,20	74,53
25% a 100%	Não	Não	Não	Não	Não	Sim

Acrescentam-se resistências de acoplamento às cargas ligadas aos transformadores que ficam abaixo dos 25% da carga nominal.

Tabela 4.7 - Percentagens da carga real relativa à carga nominal com resistências de acoplamento

Localização dos TC's	Painel da linha 220 kV			Barramento 33 kV		
Equipamento	TT-2			TT-1		
Núcleos	Proteção	Proteção	Medição	Proteção	Proteção	Medição
V_{pn} (kV)	220	220	220	33	33	33
V_{sn} (kV)	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
S_n (VA)	10	10	10	15	15	15
Secção cabo secund. (mm^2)	6	6	6	6	6	6
Comprimento (m)	100	100	100	5	5	5
R_c (Ω)	0,3	0,3	0,3	0,018	0,018	0,018
Carga cabo (VA)	0,3	0,3	0,3	0,018	0,018	0,018
Carga da bobine (VA)	0,2	0,2	2	0,6	2,4	11
S_r (VA)	3,86	3,86	5,66	3,98	5,78	11,02
S_r/S_n (%)	38,61	38,61	56,61	26,53	38,53	73,45
Resistência de acoplamento (Ohm)	1200	1200	1200	1200	1200	0

4.4.1.7. Baterias de Condensadores

A tecnologia atual dos aerogeradores garante uma produção com um $\cos \varphi$ entre 0,96 indutivo e 0,98 capacitivo. O objetivo fundamental é procurar maximizar a produção de potência ativa do parque eólico. Isso será conseguido com um $\cos \varphi$ o mais próximo possível de 1. Assim, considerando a pior situação possível, em que a produção do parque eólico é $S=132,3$ MVA e o $\cos \varphi=0,96$ indutivo, temos:

$$\cos(\varphi) = \frac{P}{S} \Leftrightarrow P = 0,96 * 132,3 = 127,008 \text{ MW} \quad (4.78)$$

$$\sin(\varphi) = \frac{Q}{S} \Leftrightarrow Q = 0,28 * 132,3 = 37,04 \text{ MVar}$$

Onde,

P é a potência ativa (MW)

Q é a potência reativa (MVar)

S é a potência aparente (MVA)

Neste caso perdem-se 5,3 MW de produção, consumindo-se uma grande quantidade de energia reativa, o que é penalizado pelas empresas de transporte e distribuição. Assim, instalando-se duas baterias de condensadores, cada uma de 11 MVar, podem-se realizar compensações de forma a não se requerer tanta potência reativa da rede. Sendo a compensação máxima possível de reativa 22 MVar, pode-se fazer o seguinte cálculo:

$$Q' = Q_{max} - Q_{bat} = 37,04 - 22 = 15,04 \text{ MVar} \quad (4.79)$$

$$\sin(\varphi) = \frac{Q'}{S} \Leftrightarrow \varphi = \arcsen\left(\frac{15,04}{132,3}\right) = 0,1139 \text{ rad} = 6,526^\circ \quad (4.80)$$

$$\cos(6,526) = 0,9935$$

$$\cos(\varphi) = \frac{P}{S} \Leftrightarrow P = 0,9935 * 132,3 = 131,44 \text{ MW} \quad (4.81)$$

Assim, com a introdução das baterias de condensadores, a demanda de reativa à rede vai reduzir em 62% e vão-se produzir mais 4,432 MW pelo parque eólico.

4.4.1.8. Coordenação do Isolamento

No estudo de coordenação de isolamento, primeiramente, começa-se por apresentar o BIL (*Basic Insulation Level*). Estes são os níveis de isolamento associados aos valores normalizados da tensão mais elevada para os materiais:

Tabela 4.8 - Nível de Isolamento Básico (BIL - Basic Insulation Level)

Tensão mais elevada para o material (U_M)	Tensão suportada para a onda de choque (kV)	Tensão de curta duração suportada a 60 Hz (kV)
Nível de 220 kV (245 kV)	1050	460
Nível 33 kV (36 kV)	170	70

4.4.1.8.1. Lado de 220 kV

Depois de indicada a metodologia geral no capítulo anterior, vai-se agora descrever o processo de coordenação de isolamento para o parque exterior de 220 kV da subestação elevadora de Flamenco, tendo por base a norma IEC 60071-2. As características da subestação são:

- Tensão nominal da rede: $U_n = 220 \text{ kV}$ (rede de gama I)
- Tensão mais elevada da rede: $U_s = 245 \text{ kV}$
- Altitude: $H = 507$ metros acima do nível do mar
- Neutro ligado diretamente à terra
- O nível exterior da subestação é de 220 kV
- A subestação tem ligada uma linha aérea neste lado de tensão

▪ **Sobretensões Representativas (U_{rp})**

Tensão permanente à frequência industrial

$$U_m \geq U_s = 245 \text{ kV} \quad (4.82)$$

Todos os equipamentos têm de suportar esta tensão de forma contínua.

Sobretensões Temporárias

a. Originada por defeitos à terra

Para a rede de 220 kV, com neutro ligado à terra, o fator de defeito à terra (k) é de 1,5. O seu método de cálculo é encontrado na norma referenciada. A sobretensão representativa fica:

$$U_{rp(fase-terra)} = k * \frac{U_s}{\sqrt{3}} = 1,5 * \frac{245}{\sqrt{3}} = 212,18 \text{ kV} \quad (4.83)$$

b. Originada por perdas de carga

Da informação que se tem, conclui-se que as sobretensões podem alcançar 1,4 p.u. Assim, as sobretensões representativas são:

$$U_{rp(fase-terra)} = K_1 * \frac{U_s}{\sqrt{3}} = 1,4 * \frac{245}{\sqrt{3}} = 198,03 \text{ kV} \quad (4.84)$$

$$U_{rp(fase-fase)} = K_1 * U_s = 1,4 * 245 = 343 \text{ kV} \quad (4.85)$$

Pode-se ver que a manobra de perda de carga gera uma tensão representativa fase-terra inferior à produzida por defeitos à terra, pelo que o estudo de coordenação de isolamento vai considerar a segunda como a tensão representativa.

Sobretensão de Frente Lenta (por manobra)

a. Há sobretensões de frente lenta que afetam todos os equipamentos de 220 kV da subestação Flamenco, produzidas pelas manobras de ligação e reengate realizadas na subestação.

Vão-se considerar valores de sobretensão, com 2% de probabilidade de ser superada, fase-terra ($U_{e2} = 1,9 \text{ p.u.}$) e fase-fase ($U_{p2} = 2,9 \text{ p.u.}$). Calculando a tensão representativa obtemos:

$$U_{et} = (1,25 * U_{e2} - 0,25) * \frac{\sqrt{2} * U_s}{\sqrt{3}} = (1,25 * 1,9 - 0,25) * \frac{\sqrt{2} * 245}{\sqrt{3}} = 425,09 \text{ kV} \quad (4.86)$$

$$U_{pt} = (1,25 * U_{p2} - 0,43) * \frac{\sqrt{2} * U_s}{\sqrt{3}} = (1,25 * 2,9 - 0,43) * \frac{\sqrt{2} * 245}{\sqrt{3}} = 639,13 \text{ kV} \quad (4.87)$$

b. Também se verificam sobretensões de frente lenta que afetam os equipamentos de 220 kV instalados no painel de linha de entrada da subestação, produzidas por manobras de reengate na subestação de Poroma (220 kV/500 kV).

Agora, para este caso, consideram-se valores de $U_{e2} = 3,0 \text{ p.u.}$ e $U_{p2} = 4,5 \text{ p.u.}$, obtendo-se os valores de fase-terra (U_{et}) e fase-fase (U_{pt}):

$$U_{et} = (1,25 * U_{e2} - 0,25) * \frac{\sqrt{2} * U_s}{\sqrt{3}} = (1,25 * 3 - 0,25) * \frac{\sqrt{2} * 245}{\sqrt{3}} = 700,15 \text{ kV} \quad (4.88)$$

$$U_{pt} = (1,25 * U_{p2} - 0,43) * \frac{\sqrt{2} * U_s}{\sqrt{3}} = (1,25 * 4,5 - 0,43) * \frac{\sqrt{2} * 245}{\sqrt{3}} = 1039,22 \text{ kV} \quad (4.89)$$

Como já explicado, necessitamos agora de saber as características de proteção dos descarregadores, pois caso as sobretensões verificadas sejam maiores que a proteção garantida

pelos aparelhos, é esta última que define a sobretensão. Assim, e considerando o estudo de pré-operabilidade, haverá descarregadores de óxido de zinco no painel de linha de entrada de 220 kV, sendo as suas características:

- Nível de proteção de impulsos de manobra (30/60 μ s) - NPM (U_{ps}): 393 kV
- Nível de proteção de impulso de origem atmosférica (8/20 μ s) - NPM (U_{pl}): 466 kV

Assim, tem-se:

$$U_{rp(fase-terra)} = U_{ps} = 393 \text{ kV} \quad (4.90)$$

$$U_{rp(fase-fase)} = 2 * U_{ps} = 786 \text{ kV} \quad (4.91)$$

Podemos observar que os valores de proteção são inferiores às sobretensões máximas de frente lenta calculadas anteriormente, com exceção para a sobretensão fase-fase (4.87) quando esta ocorre nos equipamentos da subestação Flamenco ($639,13 < 786$). Neste caso, a sobretensão representativa toma o valor de 639,13 kV. A tabela seguinte ilustra todas elas.

Tabela 4.9 - Sobretensão representativa devido a sobretensões de frente lenta

	U_{rp} para os equipamentos do painel da linha de entrada (kV)	U_{rp} para os equipamentos da subestação exceto os do painel de linha (kV)
Fase-Terra	393	393
Fase-Fase	786	639,13

▪ Determinação das tensões suportadas de coordenação (U_{cw})

Sobretensões Temporárias

Sendo o caso de sobretensões temporárias, o fator de coordenação é 1, pelo que os valores são iguais aos das sobretensões representativas:

$$U_{cw(fase-terra)} = K_c * U_{rp} = 212,18 \text{ kV} \quad (4.92)$$

$$U_{cw(fase-fase)} = K_c * U_{rp} = 343 \text{ kV} \quad (4.93)$$

Sobretensões de frente lenta (por manobra)

Apresenta-se o cálculo da tensão de coordenação suportada para o caso de estudo concreto. Consultando o gráfico da figura 3.6, conhece-se o fator de coordenação determinista K_{cd} :

a. Para equipamento do painel da linha de entrada

$$U_{rp(fase-terra)} = \frac{U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{393}{3 * \frac{\sqrt{2} * 245}{\sqrt{3}}} = 0,65 \rightarrow K_{cd} = 1,1 \quad (4.94)$$

$$U_{rp(fase-fase)} = \frac{2 * U_{ps}}{U_{p2}} = \frac{786}{4,5 * \frac{\sqrt{2} * 245}{\sqrt{3}}} = 0,87 \rightarrow K_{cd} = 1,01 \quad (4.95)$$

b. Para o equipamento da subestação exceto o do painel da linha de entrada

$$U_{rp(fase-terra)} = \frac{U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{393}{1,9 * \frac{\sqrt{2} * 245}{\sqrt{3}}} = 1,03 \rightarrow K_{cd} = 1,04 \quad (4.96)$$

$$U_{rp(fase-fase)} = \frac{2 * U_{ps}}{U_{p2}} = \frac{786}{2,9 * \frac{\sqrt{2} * 245}{\sqrt{3}}} = 1,35 \rightarrow K_{cd} = 1,00 \quad (4.97)$$

Sendo conhecido o parâmetro K_{cd} , o cálculo das tensões de coordenação suportadas é feito da seguinte forma:

- a. Para equipamento do painel da linha de entrada

$$U_{cw(fase-terra)} = K_{cd} * U_{rp} = 1,10 * 393 = 432,3 \text{ kV} \quad (4.98)$$

$$U_{cw(fase-fase)} = K_{cd} * U_{rp} = 1,01 * 786 = 793,86 \text{ kV} \quad (4.99)$$

- b. Para o equipamento da subestação exceto o do painel da linha de entrada

$$U_{cw(fase-terra)} = K_{cd} * U_{rp} = 1,04 * 393 = 408,72 \text{ kV} \quad (4.100)$$

$$U_{cw(fase-fase)} = K_{cd} * U_{rp} = 1,0 * 639,13 = 639,13 \text{ kV} \quad (4.101)$$

Sobretensões de frente rápida (por origem atmosférica)

Analisando a equação da norma:

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} * \frac{L}{L_{sp} + L_a} \quad (4.102)$$

Para o caso da subestação elevadora de Flamenco, liga-se uma linha de transporte ($n = 1$). O comprimento do vão da linha tem um valor típico de 300 m, é de 1x950 MCM, pelo que A toma o valor de 4500 kV (tabela A3 do anexo A). Os descarregadores instalados no nível de 220 kV apresentam um nível de proteção frente a um impulso de origem atmosférica de 466 kV. Tomam-se como distâncias de separação L um valor de 40 metros tanto para isolamento interno como externo e considera-se uma taxa de falhas de 0,005 anos e um número de escorvamentos de 0,02 km.ano.

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} * \frac{L}{L_{sp} + L_a} = 466 + \frac{4500}{1} * \frac{40}{300 + \left(\frac{1}{0,005} + \frac{1}{0,02}\right)} = 793,3 \text{ kV} \quad (4.103)$$

▪ **Determinação das tensões suportadas estipuladas (U_{rw})**

Para obter as tensões sabemos que o fator de segurança é $K_s = 1,15$ para isolamento interno e $K_s = 1,05$ para isolamento externo. Também necessitamos de calcular o fator de correção atmosférica. O coeficiente m vai depender do tipo de sobretensão enquanto H é 504:

$$K_a = e^{m * \left(\frac{H}{8150}\right)} = e^{m * \left(\frac{504}{8150}\right)} \quad (4.104)$$

Tabela 4.10 - Fator de correção atmosférica K_a para cada tipo de sobretensão

Tipo de Sobretensão	Isoladores	Defeito	m	K_a
Tensão suportada à frequência industrial	Isoladores limpos	Fase-Terra	1	1,064
		Fase-Fase		
	Isoladores contaminados	Fase-Terra	0,5	1,032
		Fase-Fase		
	Isoladores de nevoeiro	Fase-Fase	0,8	1,051
Impulso de manobra	Para qualquer equipamento na linha de entrada	Fase-Terra	0,95	1,061
		Fase-Fase	1	1,064
	Para qualquer equipamento exceto da linha	Fase-Terra	0,95	1,061
		Fase-Fase	1	1,064
Impulso de descarga atmosférica (frente rápida)		Fase-Terra	1	1,064
		Fase-Fase		

Conhecendo-se o nível de contaminação dos isoladores, considera-se o caso dos isoladores limpos por ser com ele que se obtêm maiores sobretensões à frequência industrial, representado o pior caso.

As tensões específicas suportadas são:

- Para isolamento interno: $U_{rw} = U_{cw} * K_s$
- Para isolamento externo: $U_{rw} = U_{cw} * K_s * K_a$

Por exemplo, para uma sobretensão temporária, com defeito fase-terra para isolamento externo:

$$U_{rw} = U_{cw} * K_s * K_a = 212,18 * 1,05 * 1,064 = 237,05 \text{ kV} \quad (4.105)$$

Assim, para todos os casos, obtemos os resultados apresentados na tabela seguinte:

Tabela 4.11 - Tensões estipuladas suportadas

Tipo de Sobretensão		Defeito	U_{rw} (kV) Isolamento Interno	U_{rw} (kV) Isolamento Externo
Sobretensão temporária		Fase-Terra	244	237,05
		Fase-Fase	394,45	383,27
Sobretensão de manobra	Para qualquer equipamento da linha de entrada	Fase-Terra	-	481,55
		Fase-Fase		
	Para qualquer equipamento exceto o da linha de entrada	Fase-Fase	-	887,05
		Fase-Terra	470,03	455,28
		Fase-Fase	735	714,16
Sobretensão por descarga atmosférica		Fase-Terra	912,26	886,40
		Fase-Fase	912,26	886,40

▪ **Conversão a valores de tensões suportadas normalizadas**

Usando os fatores de conversão apresentados na tabela 3.1, convertemos os valores das tensões suportadas originadas por manobras, nos valores incluídos da gama I, ou seja, nas tensões suportadas de curto-circuito à frequência industrial e nas com origem em descargas atmosféricas. Consultando a tabela 4.11, obtemos U_{rw} . Por exemplo, no caso de o isolamento ser externo e do defeito ser fase-terra, para a tensão suportada à frequência industrial, o fator de conversão é:

$$F_c = 0,6 + \frac{U_{rw}}{8500} = 0,6 + \frac{481,55}{8500} = 0,657 \quad (4.106)$$

Para um equipamento da linha de entrada:

$$U_{rw \text{ convertido}} = 0,657 * 481,55 = 316,21 \text{ kV} \quad (4.107)$$

Assim, tomando os valores das sobretensões de manobra da tabela 4.11 e o cálculo dos fatores de correção através das fórmulas da tabela 3.1, e considerando o isolamento interno submergido em líquido, obtemos os seguintes resultados para os outros casos:

Tabela 4.12 - Conversão à tensão suportada de curta-circuito à frequência industrial

	Defeito	U_{rw} (kV) Isolamento interno	U_{rw} (kV) Isolamento externo
Para equipamento no painel da linha de entrada	Fase-Terra	-	316,21
	Fase-Fase	-	594,19
Para qualquer equipamento exceto o do painel da linha	Fase-Terra	235,01	297,55
	Fase-Fase	367,5	468,66

Por exemplo, no caso de o isolamento ser externo e do defeito ser fase-terra, para a tensão suportada a um impulso com origem atmosférica, o fator de conversão é:

$$F_c = 1,05 + \frac{U_{rw}}{6000} = 1,05 + \frac{481,55}{6000} = 1,13 \quad (4.108)$$

Para um equipamento da linha:

$$U_{rw \text{ convertido}} = 1,13 * 481,55 = 544,27 \text{ kV} \quad (4.109)$$

Mais uma vez, tomando os valores das sobretensões de manobra da tabela 4.11 e o cálculo dos fatores de correção através das fórmulas da tabela 3.1 e considerando o isolamento interno submerso em líquido, obtemos os seguintes resultados para os outros casos:

Tabela 4.13 - Conversão à tensão suportada a impulso de origem atmosférica

	Defeito	U_{rw} (kV) Isolamento interno	U_{rw} (kV) Isolamento externo
Para equipamento no painel da linha de entrada	Fase-Terra	-	544,27
	Fase-Fase	-	1018,83
Para qualquer equipamento exceto o do painel da linha	Fase-Terra	517,03	512,59
	Fase-Fase	808,5	806,54

Procede-se ao resumo de todos os valores obtidos e à comparação com os níveis básicos de isolamento, contidos na norma IEC 60071-2, correspondentes à tensão mais elevada do material (245 kV):

Tabela 4.14 - Comparação dos níveis de isolamento com os valores calculados

	Isolamento Interno		Isolamento externo	
	Valores máximos	Valores normalizados	Valores máximos	Valores normalizados
Frequência Industrial	394,45	395	383,27	460
Impulso de origem atmosférica	912,26	950	1018,64	1050

Observamos que os valores máximos, quer para o isolamento interno como para o isolamento externo, são inferiores aos valores normalizados da tensão mais elevada dos equipamentos (BIL) para a frequência industrial e para um impulso de origem atmosférica.

4.4.1.8.2. Lado de 33 kV

Depois do lado de alta tensão, vai-se agora descrever o processo de coordenação de isolamento para o nível de 33 kV da subestação elevadora de Flamenco, tendo por base a norma IEC 60071-2. As características da subestação neste nível são:

- Tensão nominal da rede: $Un = 33 \text{ kV}$ (rede de gama I)
- Tensão mais elevada da rede: $Us = 36 \text{ kV}$
- Altitude: $H = 507$ metros acima do nível do mar
- Ligação do neutro à terra por uma impedância
- Celas GIS de 33 kV
- As linhas conectadas ao nível de 33 kV da subestação são subterrâneas

Partindo destas características, vai-se calcular o nível de isolamento necessário para este nível de tensão.

▪ **Sobretensões Representativas (U_{rp})**

Tensão permanente à frequência industrial

$$U_m \geq U_s = 36 \text{ kV} \quad (4.110)$$

Todos os equipamentos têm de suportar esta tensão de forma contínua.

Sobretensões Temporárias

a. Originadas por defeitos à terra

Para a rede de 33 kV, com neutro ligado à terra através de uma impedância, o fator de defeito à terra (k) é de 1,7. A sobretensão representativa fica:

$$U_{rp(fase-terra)} = k * \frac{U_s}{\sqrt{3}} = 1,7 * \frac{36}{\sqrt{3}} = 35,33 \text{ kV} \quad (4.111)$$

b. Originadas por perdas de carga

Da informação que se possui, conclui-se que as sobretensões podem alcançar 1,4 p.u. Assim, as sobretensões representativas são:

$$U_{rp(fase-terra)} = K_1 * \frac{U_s}{\sqrt{3}} = 1,4 * \frac{36}{\sqrt{3}} = 29,10 \text{ kV} \quad (4.112)$$

$$U_{rp(fase-fase)} = K_1 * U_s = 1,4 * 36 = 50,40 \text{ kV} \quad (4.113)$$

Pode-se concluir que a manobra de perda de carga gera uma tensão representativa fase-terra inferior à produzida por defeitos à terra, pelo que o estudo de coordenação de isolamento vai considerar a maior delas (35,33 kV) como a tensão representativa fase-terra por ser o pior caso. Para fase-fase será 50,40 kV.

Sobretensão de frente lenta (por manobra)

Como referido na metodologia, trata-se de um sistema de gama I ($1 \text{ kV} \leq U_m \leq 245 \text{ kV}$), com neutro ligado à terra através de uma impedância. As manobras de ligação e reengate consideradas são levadas a cabo na subestação Flamenco e afetam todos os equipamentos de 33 kV da subestação. Vão-se considerar valores de sobretensão, com 2% de probabilidade de ser superada, fase-terra ($U_{e2} = 1,9 \text{ p.u.}$) e fase-fase ($U_{p2} = 2,9 \text{ p.u.}$). Calculando a tensão representativa obtemos:

$$U_{et} = (1,25 * U_{e2} - 0,25) * \frac{\sqrt{2} * U_s}{\sqrt{3}} = (1,25 * 1,9 - 0,25) * \frac{\sqrt{2} * 36}{\sqrt{3}} = 62,46 \text{ kV} \quad (4.114)$$

$$U_{pt} = (1,25 * U_{p2} - 0,43) * \frac{\sqrt{2} * U_s}{\sqrt{3}} = (1,25 * 2,9 - 0,43) * \frac{\sqrt{2} * 36}{\sqrt{3}} = 93,91 \text{ kV} \quad (4.115)$$

Considerando que os descarregadores de sobretensão foram mudados do painel do transformador do lado de 33 kV para a cela do transformador de potência, não tem de se considerar características de descarregadores. Assim, as sobretensões de frente lenta toma o valores representativos calculados:

$$U_{r(fase-terra)} = 62,46 \text{ kV} \text{ e } U_{rp(fase-terra)} = 93,91 \text{ kV}$$

Sobretensão de frente rápida (por manobra)

Uma vez que não há possibilidade de ocorrerem descargas atmosféricas no nível de média tensão, uma vez que os cabos que ligam ao parque são subterrâneos, analisam-se as tensões representativas devidas às manobras de frente rápida para este nível de tensão. O cálculo desta sobretensão é o seguinte:

$$U_{rp(fase-terra)} = 3 * \frac{\sqrt{2} * U_s}{\sqrt{3}} = 3 * \frac{\sqrt{2} * 36}{\sqrt{3}} = 88,18 \text{ kV} \quad (4.116)$$

▪ **Determinação das tensões suportadas de coordenação (U_{cw})**

Sobretensões Temporárias

Sendo o caso de sobretensões temporárias, o fator de coordenação é 1, pelo que os valores são iguais aos das suas sobretensões representativas calculadas em 4.111 e 4.113:

$$U_{cw(fase-terra)} = K_c * U_{rp} = 35,33 \text{ kV} \quad (4.117)$$

$$U_{cw(fase-fase)} = K_c * U_{rp} = 50,40 \text{ kV} \quad (4.118)$$

Sobretensões de frente lenta (por manobra)

Apresenta-se o cálculo das tensões suportada de coordenação para o caso deste caso de estudo. Consultando o gráfico 3.6, conhece-se o fator de coordenação determinista K_{cd} e calcula-se de seguida a tensão de coordenação suportada para qualquer equipamento da subestação:

$$U_{rp(fase-terra)} = \frac{U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{83,4}{1,9 * \frac{\sqrt{2} * 36}{\sqrt{3}}} = 1,49 \rightarrow K_{cd} = 1,00 \quad (4.119)$$

$$U_{rp(fase-fase)} = \frac{2 * U_{ps}}{U_{p2}} = \frac{166,8}{2,9 * \frac{\sqrt{2} * 36}{\sqrt{3}}} = 1,96 \rightarrow K_{cd} = 1,00 \quad (4.120)$$

Sendo conhecido o parâmetro K_{cd} , o cálculo das tensões de coordenação suportadas é feito da seguinte forma:

$$U_{cw(fase-terra)} = K_{cd} * U_{rp} = 1,00 * 62,46 = 62,46 \text{ kV} \quad (4.121)$$

$$U_{cw(fase-fase)} = K_{cd} * U_{rp} = 1,00 * 93,91 = 93,91 \text{ kV} \quad (4.122)$$

Sobretensões de frente rápida

Com base na tabela 3.6, considera-se o $K_{cd} = 1$. Assim, a tensão de coordenação vai ser igual à tensão representativa da equação 4.116, Este valor é válido para o isolamento interno e externo:

$$U_{cw} = K_{cd} * U_{rp} = U_{rp} = 88,18 \text{ kV} \quad (4.123)$$

▪ **Determinação das tensões suportadas estipuladas (U_{rw})**

Para obter as tensões vimos que o fator de segurança é $K_s = 1,15$ para isolamento interno e $K_s = 1,05$ para isolamento externo. Também necessitamos de calcular o fator de correção atmosférica. O coeficiente m vai depender do tipo de sobretensão enquanto H é 504:

$$K_a = e^{m * \left(\frac{H}{8150}\right)} = e^{m * \left(\frac{504}{8150}\right)} \quad (4.124)$$

Tabela 4.15 - Fator de correção atmosférica K_a para cada tipo de sobretensão

Tipo de Sobretensão	Isoladores	Defeito	M0	K_a
Tensão suportada à frequência industrial	Isoladores limpos	Fase-Terra	1	1,064
		Fase-Fase		
	Isoladores contaminados	Fase-Terra	0,5	1,032
		Fase-Fase		
	Isoladores de nevoeiro	Fase-Fase	0,8	1,051
Impulso de manobra		Fase-Terra	1	1,064
		Fase-Fase	1	1,064
Impulso de origem atmosférica		Fase-Terra	1	1,064
		Fase-Fase		

Não se conhece o nível de contaminação dos isoladores, pelo que se consideram os isoladores limpos por serem aqueles com que se obtêm maiores sobretensões à frequência industrial.

As tensões específicas suportadas são:

- Para isolamento interno: $U_{rw} = U_{cw} * K_s$
- Para isolamento externo: $U_{rw} = U_{cw} * K_s * K_a$

Por exemplo, para uma sobretensão temporária, com defeito fase-terra para isolamento externo:

$$U_{rw} = U_{cw} * K_s * K_a = 35,33 * 1,05 * 1,064 = 39,47 \text{ kV} \quad (4.125)$$

Assim, para todos os casos, obtemos os resultados apresentados na tabela seguinte:

Tabela 4.16 - Tensões estipuladas suportadas U_{rw}

Tipo de Sobretensão	Defeito	U_{rw} (kV) Isolamento Interno	U_{rw} (kV) Isolamento Externo
Sobretensão temporária	Fase-Terra	40,63	39,47
	Fase-Fase	57,96	56,31
Sobretensão de manobra	Fase-Terra	71,83	69,78
	Fase-Fase	108,00	104,92
Sobretensão por descarga atmosférica	Fase-Terra	101,41	98,51

▪ Conversão a valores de tensões suportadas normalizadas

Usando os fatores de conversão apresentados na tabela 3.1, convertemos os valores das tensões suportadas originadas por manobras, nos valores incluídos da gama I, ou seja, nas tensões suportadas de curta duração à frequência industrial e nas com origem em descargas atmosféricas:

Por exemplo, no caso de o isolamento ser externo e do defeito ser fase-terra, para a tensão de curta-duração suportada à frequência industrial, o fator de conversão é:

$$F_c = 0,6 + \frac{U_{rw}}{8500} = 0,6 + \frac{69,78}{8500} = 0,608 \quad (4.126)$$

Para um equipamento da linha:

$$U_{rw \text{ convertido}} = 0,608 * 69,78 = 42,43 \text{ kV} \quad (4.127)$$

Assim, tomando os valores das sobretensões de manobra da tabela 4.16 e o cálculo dos fatores de correção através da tabela 3.1 e considerando o isolamento interno submergido em líquido, obtemos os seguintes resultados para os outros casos:

Tabela 4.17 - Conversão à tensão suportada de curta-duração à frequência industrial

Defeito	U_{rw} (kV) Isolamento interno	U_{rw} (kV) Isolamento interno GIS	U_{rw} (kV) Isolamento externo
Fase-Terra	35,92	50,28	42,43
Fase-Fase	54,00	75,60	63,79

Por exemplo, no caso de o isolamento ser externo e do defeito ser fase-terra, para a tensão suportada a um impulso com origem atmosférica de frente rápida, o fator de conversão é:

$$F_c = 1,05 + \frac{U_{rw}}{6000} = 1,05 + \frac{69,78}{6000} = 1,06 \quad (4.128)$$

Para um equipamento da linha:

$$U_{rw \text{ convertido}} = 1,06 * 69,78 = 73,97 \text{ kV} \quad (4.129)$$

Assim, tomando os valores das sobretensões de manobra da tabela 4.16 e o cálculo dos fatores de correção da tabela 3.1 e considerando o isolamento interno submergido em líquido, obtemos os seguintes resultados para os outros casos:

Tabela 4.18 - Conversão à tensão suportada a impulso de origem atmosférica

Defeito	U_{rw} (kV) Isolamento interno	U_{rw} (kV) Isolamento interno GIS	U_{rw} (kV) Isolamento externo
Fase-Terra	79,01	89,79	73,97
Fase-Fase	118,80	135,00	111,39

Fazendo a junção de todos os valores obtidos e comparando com os níveis básicos de isolamento do sistema de 33 kV, contidos na norma IEC 60071-2 à tensão mais elevada do material (36 kV) temos:

Tabela 4.19 - Comparação dos níveis de isolamento com os valores normalizados das sobretensões

	Isolamento Interno		Isolamento externo	
	Valores máximos	Valores normalizados	Valores máximos	Valores normalizados
Frequência Industrial	57,96	70	56,31	70
Impulso de origem atmosférica	135,00	170	111,39	170

Observamos que os valores máximos, quer para o isolamento interno como para o isolamento externo, são inferiores aos valores normalizados da tensão mais elevada para a frequência industrial e para um impulso de origem atmosférica. Assim, o isolamento para o lado de MT da subestação é adequado.

4.4.2. Memória Descritiva

4.4.2.1. Caracterização Geral

A subestação 220/33 kV será uma instalação mista, com o equipamento de montagem exterior a instalar no parque exterior de aparelhagem e de montagem interior a instalar no edifício de comando. Assim, ao nível do isolamento, a subestação será híbrida, não estando toda compactada num edifício como é o caso de uma GIS. Apresentará um parque exterior de aparelhagem, em que o isolamento entre as ligações é o ar. Neste parque exterior é onde estarão os equipamentos de AT, sendo o corte dos disjuntores feito em SF₆. O lado de MT estará compactado em celas de MT isoladas em SF₆ no edifício de comando e controlo. Resumindo, a subestação será constituída por:

- Um edifício de comando e controlo aonde estarão inseridas as celas de média tensão (33kV), os equipamentos auxiliares, os painéis de controlo, de medida, de proteção, de corrente contínua, etc.
- Um transformador de potência trifásico a óleo, com 130MVA de potência e relação de transformação 220 +/- 9 x 1,1 %/33 kV.
- Uma configuração de barramento simples de 220 kV, com a possibilidade de se expandir para outra disposição. O barramento terá os respetivos equipamentos de manobra, medida e proteção.
- Duas baterias de condensadores compactas para instalação exterior, ambas com potências nominais totais de 11 MVar, 33 kV, 60 Hz e um nível de isolamento de 36 kV com um trio de reatâncias cada uma.
- Neutro artificial no lado de MT, sendo a reatância de neutro ligada ao barramento de MT através de uma cela.

Todos os elementos da subestação estarão dentro do recinto vedado, com 84,15 x 61,70 m. Esta área inclui o sistema de 220 kV e o edifício de comando e controlo.

4.4.2.2. Parque de Aparelhagem Exterior

No parque exterior de aparelhagem haverá um painel linha-transformador de barramento simples que poderá ser aumentado futuramente. Também se encontrará o transformador de

potência trifásico com os níveis de tensão já mencionados, as baterias de condensadores de média tensão, a reatância de neutro que faz a ligação à terra do lado barramento de MT. Nesta planta, será possível aumentar a potência e ligar mais painéis de linha ou de transformador no futuro.

Transformador de potência

O parque exterior terá um transformador de potência com as seguintes características:

- Potência nominal: 120/150 MVA
- Relação de transformação: $220 \pm 9 \times 1,1 \% / 33 \text{ kV}$
- Grupo de ligação: YNd11
- Frequência nominal: 60 Hz
- Refrigeração: ONAN / ONAF
- O transformador disporá de regulação em carga com 21 tomadas e os seguintes acessórios:
- Depósito de expansão.
- Indicador de nível de óleo.
- Secador de sílica gel.
- Proteção Buchholz.
- Termómetro da temperatura do óleo.
- Válvula de redução de pressão.
- Válvula de esvaziamento.
- Válvulas de filtro.
- Radiadores desmontáveis.

Baterias de Condensadores 1 e 2

As duas baterias de condensadores, ambas de 11 MVar, são constituídas por 22 condensadores monofásicos que perfazem essa potência. Encontram-se envoltas por uma cabine metálica, de forma a resistirem às adversidades climáticas. Dentro desta proteção, também estão um transformador de corrente para o desequilíbrio da bateria e um seccionador que assegura a ligação do sistema à terra. A bateria tem também três reatâncias a ligar em série, que limitam a corrente transitória. Os seccionadores das celas ficarão encravadas por uma chave que apenas será acessível quando o disjuntor na cela MT ligado à bateria ficar aberto. A corrente nos painéis das baterias de condensadores 1 e 2 será:

$$I_s = \frac{S_B}{\sqrt{3} * V_p} = \frac{11\,000}{\sqrt{3} * 33} = 192,4 \text{ A} \quad (4.130)$$

Sendo as características do equipamento das baterias o seguinte:

- 22 condensadores monofásicos (fazer tabela)
 - Potencia nominal 500 kVar (11 MVar)
 - Tensão nominal 18.200 V
 - Configuração. Dupla estrela
- Um transformador de intensidade para desequilíbrio
 - Nível de isolamento 36 kV
 - Relação de transformação 1/1 A
 - Secundário 10 VA cl 5P10

- Um seccionador com ligação à terra
 - Nível de isolamento 36 kV
 - Corrente de curta duração 16 kA
 - Comando das lâminas Manual
- Três reactâncias monofásicas
 - Tensão nominal 36 kV
 - Corrente de curta duração 16 kA
 - Indutância 50 μ H

Reactância de Neutro

O regime de neutro considerado para o andar de MT da subestação de Flamenco será o de ligação à terra através da criação de um neutro artificial, que será assegurado pela instalação de uma reactância trifásica limitadora da corrente de defeito fase-terra de 200 A, ligada ao barramento de 33 kV. A reactância de neutro será ligada ao barramento de MT através de uma cela. Assim, assegurará a ligação à terra, diminuindo os níveis de sobretensões e correntes de defeito através da reactância de 200 A e também de uma resistência de 90 Ω .

▪ **Painel Linha-transformador do lado 220 kV**

Como já foi calculada na equação (4.1), a corrente no painel de saída linha-transformador do lado de 220 kV é 347,2 A:

Assim, os equipamentos a apresentar encontram-se neste painel e estão todos dimensionados para suportar as correntes que nele se verificam.

Disjuntor de AT

Um Disjuntor tripolar de serviço exterior, com corte em SF₆, a instalar no painel linha/transformador do lado do transformador:

- Tensão de funcionamento..... 245 kV
- Corrente máxima em funcionamento contínua 2.500 A
- Poder de corte 40 kA
- Tensão suportada à frequência industrial..... 460 kV
- Nível básico de impulso (onda 1,2/50 μ s) 1.050 kV

A sua tensão de funcionamento é a tensão máxima da rede à frequência industrial (60 Hz) para o lado de 220 kV, sendo a sua corrente de funcionamento em serviço contínuo claramente superior à calculada para o painel, pelo que o equipamento é adequado. Além disso, sendo um disjuntor, vemos que o seu poder de corte é superior à corrente de curto-circuito máxima calculada para o ramo de 220 kV (10,5 kA).

Seccionador AT com ligação à terra

Um seccionador tripolar giratório com abertura lateral e ligação à terra, de linha/transformador (no lado da linha) com as seguintes características:

- Tensão nominal 245 kV
- Corrente máxima em funcionamento contínuo 2.000 A
- Corrente de defeito 40 kA
- Comando AE-90

Para a manobra tripolar o seccionador terá um acionamento elétrico e para as lâminas de encravamento terá um funcionamento manual. Este equipamento terá de suportar a corrente de funcionamento e as correntes de defeito que possam surgir, uma vez que se encontrará fechado e em condução, sendo o corte da responsabilidade do disjuntor. Assim, a sua corrente máxima é superior à corrente no painel (347,2 A) e suportará uma corrente de curta duração superior aos 10,5 kA.

Descarregadores de Sobretensão de 220 kV

Há três descarregadores de AT para a proteção do lado do transformador de potência e três para a proteção do lado da linha. As suas características são:

- Tensão atribuída 192 kV
- Tensão máxima de serviço contínuo 154 kV
- Classe 3
- Distância de fuga mínima 7 595 mm
- Corrente de descarga nominal (8/20 μ Sg) 10 kA
- Nível de isolamento 1 050 kV
- Serviço Exterior

A corrente de descarga nominal do equipamento suporta o valor do curto-circuito para um segundo (10,5 kA), pelo que é um equipamento ajustado.

Transformadores de Tensão Indutivos

Três transformadores de tensão, do tipo indutivo, para medida e proteção, a instalar do lado da linha. É de referir que, na projeção inicial da subestação, os TT utilizados eram do tipo capacitivo. No entanto, a rapidez exigida aos relés de proteção de distância implica a utilização de transformadores de tensão do tipo indutivo. Os transformadores capacitivos, embora mais baratos, não têm a precisão necessária. [35]

- Tensão máxima em regime permanente 245 kV
- Relação de transformação
 - Primário $\frac{220}{\sqrt{3}}$ kV
 - Secundários $\frac{0,110}{\sqrt{3}}$ kV - $\frac{0,110}{\sqrt{3}}$ kV - $\frac{0,110}{\sqrt{3}}$ kV
- Potências e classes de precisão:
 - Secundário para medida 10 VA Cl. 0,2
 - Secundários para proteção 2 x (10 VA Cl. 3P)

Transformadores de Corrente

Três grupos de três transformadores de corrente, cada um para medida e proteção, um a instalar no lado da linha e os outros dois a instalar do lado do transformador. O grupo do lado da linha terá as seguintes características:

- Tensão máxima em regime permanente 245 kV
- Relação de transformação 1000-2000 / 1-1-1-1-1 A
- Potências e classes de precisão:
 - Secundários para medida 2 x (10 VA Cl. 0,2s)
 - Secundários para proteção 3 x (10 VA Cl. 5P10)

Um dos grupos instalados do lado do transformador terá exatamente as mesmas características que o grupo do lado da linha com a diferença que a sua relação de transformação será 400-800 / 1-1-1-1-1 A. A ligação da configuração em estrela do transformador de potência à terra terá um TI igual mas apenas com um enrolamento secundário para proteção (10 VA Cl. 5P20). Haverá outro grupo de três transformadores do lado do transformador com as seguintes características:

- Tensão máxima em regime permanente 245 kV
- Relação de transformação 400 / 1-1 A
- Potências e classes de precisão:
 - Secundários para medida..... 30 VA Cl. 0,2s
 - Secundários para proteção.....30 VA Cl. 5P10

O primário de todos os transformadores de corrente é superior a 347,2 A, pelo que o equipamento está corretamente dimensionado. O facto de existirem correntes alternativas no primário como 800 e 1000 representa a possibilidade de expansão futura da configuração de barramento simples da subestação, o que irá necessariamente acarretar um aumento da corrente e portanto, características superiores de intensidade dos transformadores. Assim, qualquer um dos dois valores pode ser adotado como máximo do TC.

Isoladores de Suporte

Vão utilizar isoladores de suporte do tipo C6-1050 para o lado de 220 kV e do tipo C6-170 para o lado de 33 kV. Esta classificação representa:

- C = isolador de apoio, cilíndrico, de material cerâmico, para exterior, com armaduras metálicas externas.
- 6 = classe de esforço, em kN.
- 1050/170 = tensão suportada a um impulso de origem atmosférica, em kV crista.

Suportes e Estruturas

Os suportes dos equipamentos do parque exterior terão perfis metálicos normalizados e galvanizados. As estruturas de suporte do barramento e do pórtico de saída da linha de evacuação também serão assim. Estas estruturas estarão dimensionadas para suportar os esforços exercidos pelos condutores, bem como os efeitos atmosféricos adversos. As estruturas metálicas que integrarão serão então:

- Um pórtico de entrada.
- Três suportes de Transformador de tensão indutivo no lado da linha.
- Três suportes de descarregadores de AT no lado da linha.
- Um suporte de Seccionador tripolar com ligação à terra no lado da linha.
- Três suportes de transformadores de corrente no lado da linha.
- Doze suportes para isoladores de apoio.
- Três suportes de transformadores de corrente no lado do transformador.
- Três suportes para Interruptor Tripolar no lado do transformador.
- Três suportes de descarregadores auto válvulas A.T. no lado do transformador.

▪ **Painel de Transformador do lado 33 kV**

Como já foi calculada na equação (4.2), a corrente no painel do transformador do lado de 33 kV é 2 315A.

Das saídas do enrolamento secundário do transformador de potência a ligação é feita de forma direta à cela de alimentação do lado de 33 kV, através de quatro cabos de potência por fase de 630 mm² de cobre, tipo RHZ1 20/33kV e terminais flexíveis, que suportam uma intensidade máxima de 2315A.

Transformadores de Corrente

Do lado do secundário do transformador haverão três transformadores de corrente com as seguintes características:

- Tensão máxima em regime permanente 36 kV
- Relação de transformação 3000 / 1 A
- Potências e classes de precisão:
 Secundário para medida 10 VA Cl. 0,2s

Este TI tem uma corrente primária superior à que se verifica no lado de 33 kV (2 315A), sendo um equipamento adequado.

Para-Raios

No parque exterior de aparelhagem, vão-se instalar para-raios (hastes de Franklin) com 50 metros de ação. Dois estarão no cimo do pórtico de saída do painel linha-transformador, do lado de AT, dois estarão na área do transformador de potência no cimo de postes, dois farão a proteção do edifício de controlo e outros dois protegerão a adegá. Esta disposição pode ser consultada no anexo D.

4.4.2.3. Edifício de Comando

4.4.2.3.1. Caracterização Geral

Este edifício tem várias divisões que asseguram as diferentes funcionalidades da subestação e da sua ligação ao parque eólico.

Existe a sala das celas, onde se localizam as celas de linha e proteção dos circuitos subterrâneos dos parques eólicos.

Na sala de controlo, situam-se os armários de controlo dos painéis de 220 kV e 33 kV. Também se terá o quadro de 400/230 V, que garante o consumo de energia local da subestação e o fornecimento em corrente contínua e alternada aos aparelhos de controlo, comando, proteção e comunicações. Esta sala também irá albergar os retificadores-carregadores de baterias que asseguram o fornecimento dos equipamentos em corrente contínua.

Na sala SCADA vão-se encontrar os equipamentos informáticos e de gestão de instalação, assim como as comunicações internas e externas.

Haverá uns escritórios no edifício aonde se realizarão as tarefas de operação e manutenção e uma zona de serviços com três divisões para cada um dos transformadores de serviços auxiliares e outra para o grupo gerador.

Haverá uma divisão de banho e vestuário para os empregados da subestação e parque eólico, que seguirá requisitos especificados. Haverá também uma sala-cozinha que também servirá como sala de reuniões.

4.4.2.3.2. Sala de Celas

A sala de celas de média tensão do edifício terá celas que recebem a rede subterrânea que se liga a cada um dos circuitos dos aerogeradores do parque eólico.

A energia proveniente das linhas subterrâneas irá para a sua cela de 36 kV correspondente, ligando-se depois ao barramento de 33 kV. Através duma cela de saída deste barramento, vai ser ligado o secundário do transformador de potência que se encontra no parque exterior.

As celas serão pré-fabricadas, terão envoltentes metálicas com isolamento em SF₆. As suas características serão:

- Tensão máxima em regime permanente 36 kV
- Tensão de ensaio à frequência industrial: 70 kV
- Tensão de ensaio à onda de choque de origem atmosférica: 170 kV
- Corrente máxima de barramento: 2.500 A
- Corrente máxima de derivações (painel do transformador de potencia): 2.500 A
- Corrente máxima de derivações (painéis das linhas): 630 A
- Corrente máxima de derivações (posição bateria condensadores 1-2 e 3-4): 630 A
- Corrente máxima de derivações (painel transformador dos SA): 630 A
- Resistência a correntes de curto-circuito, 1 segundo: 25 kA

Este conjunto de treze celas, todo ele integrado no edifício de comando e controlo, terá celas com várias funções. Muito do equipamento utilizado será comum a grande parte das celas como o seccionador e o disjuntor, com os TI a variarem conforme a função a que a cela se destina. Todas terão três detetores de presença de tensão. A corrente nas celas será diferente entre si, de acordo com a potência do parque eólico a que está ligada ou a outras funções que desempenhe.

1) Celas de linha

Para a escolha adequada dos equipamentos, é necessário fazer o cálculo das correntes que se vão verificar em cada cela, tendo em conta as diferentes potências dos circuitos que ligam ao parque eólico.

Considerando as celas que ligam ao circuito 5 e 7 do parque eólico de Nazca, que são aqueles de maior potência e representam assim o pior caso, a corrente nelas é:

$$I_s = \frac{S}{\sqrt{3} * V_p} = \frac{22,05M}{\sqrt{3} * 33K} = 385,77 A \quad (4.131)$$

Para os circuitos 1 e 6:

$$I_s = \frac{S}{\sqrt{3} * V_p} = \frac{15,75M}{\sqrt{3} * 33K} = 275,55 A \quad (4.132)$$

Para 2, 3 e 4:

$$I_s = \frac{S}{\sqrt{3} * V_p} = \frac{18,90M}{\sqrt{3} * 33K} = 330,66 A \quad (4.133)$$

Haverá então sete celas de linha, cujas saídas vão ser linhas subterrâneas de ligação ao parque eólico. São constituídas por:

a) Seccionador de MT com ligação à terra

Nas celas MT, com a exceção da do transformador de potência, aplicam-se os seccionadores com ligação à terra, com 3 posições (aberto-fechado-ligação terra), com as seguintes características:

- Tensão máxima em regime permanente 36 kV
- Corrente máxima em regime permanente 630 A
- Corrente de curto-circuito 25 kA

- Comando Manual

O equipamento tem uma corrente máxima superior a todas as correntes das celas, sendo 385,77 A o valor mais elevado.

b) Disjuntor de MT

Disjuntor de corte em SF₆ com:

- Tensão máxima em regime permanente 36 kV
- Corrente máxima em regime permanente 630 A
- Poder de corte 25 kA
- Tensão suportada à frequência industrial (60 Hz) 70 kV
- Nível de isolamento 170 kV

Este disjuntor é capaz de cortar o CC que se verifica em 33 kV (20,57 kA) e suportar a corrente de funcionamento contínuo que se verifica nas celas (385,77 A ou menos).

c) Transformadores de Corrente

Em cada cela haverá um grupo de três transformadores de corrente instalados, sendo as seguintes características as dos transformadores que se encontram nas celas de linha que ligam ao parque eólico de Nazca:

- Tensão máxima em regime permanente 36 kV
- Relação de transformação 300-600 / 1-1 A
- Potências e classes de precisão:
 - Secundário para medida 10 VA Cl. 0,5-3P
 - Secundário para proteção.....10 VA Cl. 5P20

O equipamento tem uma corrente primária superior à que se verifica nas celas. Neste caso, o primário da relação de transformação vai ser escolhido conforme as correntes em cada circuito. Para os circuitos 1 e 6, os 300 A serão suficientes (> 275,55 A), sendo nos outros casos adotados os 600 A.

2) Celas das Bateria de Condensadores

A corrente nos painéis das baterias de condensadores 1 e 2 é:

$$I_{SB1} = I_{SB2} = \frac{S_B}{\sqrt{3} * V_p} = \frac{11\,000}{\sqrt{3} * 33} = 192,4\,A \quad (4.134)$$

As duas celas de bateria de condensadores são constituídas por:

a) Transformadores de Corrente

Nas duas celas haverá um grupo de três transformadores de corrente instalados, tendo as seguintes características:

- Tensão máxima em regime permanente 36 kV
- Relação de transformação 200-400 / 1-1 A
- Potências e classes de precisão:
 - Secundário para medida10 VA Cl. 0,5
 - Secundário para proteção.....10 VA Cl. 5P20

Como se pretende, a corrente máxima no primário do TC é superior à corrente nos painéis.

b) Seccionador de MT com ligação à terra com 3 posições (aberto-fechado-ligação terra), com as mesmas características que o descrito para as celas de linha. A sua corrente nominal de 630 A é superior a 192,4 A pelo que é adequado.

c) Disjuntor de MT com corte em SF₆ das celas de linha. Como já foi referido, o poder de corte é superior ao CC verificado.

3) Cella de ligação à reatância de terra

Será constituída por:

- Três transformadores de corrente para proteção da reatância, iguais aos das celas das baterias mas com uma classe de precisão no secundário para medida de 0,5-3P.
- Seccionador de MT com ligação à terra com 3 posições (aberto-fechado-ligação terra), com as mesmas características que o descrito para as celas de linha.
- Disjuntor de MT com corte em SF₆ das celas de linha. O poder de corte é superior ao CC verificado como já foi visto.
- Transformadores contra defeitos monofásicos

Um transformador de corrente para proteger contra defeitos à terra, a instalar à saída da cela, na ligação à terra da reatância.

- Tensão máxima em regime permanente 36 kV
- Relação de transformação 300 / 1 A
- Potências e classes de precisão 15 VA Cl. 5P20

4) Cella do transformador de potência

Uma cela do transformador de potencia do lado de 33 kV, constituída por:

- Seccionador MT com ligação à terra da cela do TP

Na cela do TP, que depois alimenta todas as outras celas a jusante, o seccionador tem as seguintes características:

- Tensão máxima em regime permanente 36 kV
- Corrente máxima em regime permanente 2500 A
- Corrente de curto-circuito 25 kA
- Comando Manual

É uma escolha acertada suporta uma corrente permanente superior à que se verifica no painel do transformador (2 315A) e uma corrente de curto-circuito superior à máxima verificada em 33 kV (20,57 kA).

- Disjuntor Automático de MT

Disjuntor com corte em SF₆ a instalar nas celas de MT:

- Tensão máxima em regime permanente 36 kV
- Corrente máxima em regime permanente 2500 A
- Poder de corte 25 kA
- Tensão suportada à frequência industrial (60 Hz) 70 kV
- Nível de isolamento 170 kV

Este disjuntor é capaz de cortar o CC que se verifica em 33 kV (20,57 kA) e a corrente nominal que suporta para funcionamento contínuo é superior à verificada na cela (2 315A).

- Transformadores de Corrente

Nesta cela haverá um grupo de três transformadores de corrente instalados, sendo as suas características:

- Tensão máxima em regime permanente 36 kV
- Relação de transformação 1250-2500 / 1-1-1 A
- Potências e classes de precisão:

- Secundário para medida 10 VA Cl. 0,5-3P
- Secundário para proteção 2 x (10 VA Cl. 5P20)

O primário do transformador suporta uma corrente máxima superior à corrente da cela, igual à que vem do painel do transformador do lado de 33 kV (2 315A), pelo que estes TC's têm um primário com um corrente suportada superior aos das celas restantes.

d) Descarregadores de Sobretensão

Três descarregadores de sobretensão localizados na cela MT do transformador de potência:

- Tensão atribuída 39 kV
- Tensão máxima de serviço contínuo 31,2 kV
- Classe 2
- Corrente de descarga (8/20 µSg) 10 kA
- Nível de isolamento 170 kV

A corrente de descarga consegue escoar os níveis de CC apresentados para o nível de 33 kV.

5) Cella de Medida

Uma cela para medida da tensão nos barramentos, que contém:

- a) Seccionador de MT com ligação à terra, com 3 posições (aberto-fechado-ligação terra), com as características descritas anteriormente (36 kV/630 A);
- b) 3 Transformadores de tensão, encapsulados em resina, isolamento 36 kV com:
 - Relação de transformação: $\frac{33\,000}{\sqrt{3}} / \frac{110}{\sqrt{3}} - \frac{110}{\sqrt{3}} - \frac{110}{\sqrt{3}} \text{ V}$
 - Potências e classes de precisão:
 - Secundário para medida 15 VA Cl 0,2
 - Secundário para medida/proteção 15 VA Cl 0,5-3P
 - Secundário para proteção 15 VA , Cl 3P

6) Cella de serviços auxiliares

À saída desta cela, está o transformador de SA, com as seguintes características

- Potência Nominal 150 KVA
- Relação de transformação $33 \pm 2,5 \pm 5+7,5 \% / 0,420 \text{ kV}$
- Grupo de ligação Dyn11

Esta é uma cela de proteção para o transformador de serviços auxiliares, contendo:

- a) Seccionador de MT com ligação à terra, com 3 posições (aberto-fechado-ligação terra), com as características descritas anteriormente (36 kV/630 A);
- b) Disjuntor automático de MT com corte em SF₆, tipo 630 A / 36 kV / 25 kA descrito anteriormente;
- c) Três transformadores de corrente com as seguintes características:
 - Tensão máxima em regime permanente 36 kV
 - Relação de transformação $5-10 / 1-1 \text{ A}$
- Potências e classes de precisão:
 - Secundário para medida 10 VA Cl. 0,5-3P
 - Secundário para proteção 10 VA Cl. 5P20

A corrente no painel do transformador de serviços auxiliares é:

$$I_{TAux} = \frac{S_{Taux}}{\sqrt{3} * V} = \frac{150}{\sqrt{3} * 33} = 2,62 \text{ A} \quad (4.135)$$

Assim, com 5 A amperes no seu primário, o TC está bem dimensionado. O disjuntor tem poder de corte superior ao CC máximo que se pode verificar e o seccionador suporta a corrente contínua.

7) Serviços Auxiliares de Corrente Contínua

Há alguns equipamentos da subestação que funcionam em corrente contínua. Para a manutenção destes serviços e como emergência, em caso de falha na corrente alternada, tem-se no edifício de comando e controlo um quadro com:

- Duas baterias de acumuladores alcalinas de 95 y 50Ah de capacidade cada uma e com as condiciones de serviço:
 - Tensão nominal 125 Vcc
 - Tensão máxima.....137,5 Vcc
 - Tensão mínima 106 Vcc
- Dois retificadores para carga e mantimento de ambas baterias, com as seguintes características:
 - Alimentação Monofásico
 - Tensão de alimentação (entrada) 230 V, 60 Hz.
 - Variação de la Tensão de alimentação +10 %/-20 %
 - Tensão de saída normal ±1%
 - Corrente nominal 25/40 A

As baterias serão formadas por elementos semiestanques de tipo de descarga médio. Está previsto que ao fim de cinco horas de situação de emergência, com o consumo solicitado, a tensão na mesma seja superior a 106 V. As baterias e retificadores estarão isolados em armários metálicos situados no edifício da subestação. Alimentar-se-ão do quadro de serviços auxiliares e irão atender aos consumos da instalação.

4.4.2.3.3. Sala de Controlo

Na sala do edifício encontram-se os quadros de controlo necessários para garantir a supervisão, monitorização, controlo e proteção, assim como os equipamentos de telecomando e comunicações. Os armários de controlo terão os relés de proteção e aparelhos de medida correspondentes para as proteções do parque. A sala terá os seguintes painéis:

- 1) Um painel de Linha-Transformador- lado 220 KV
- 2) Um painel de Transformador - lado 33 kV.
- 3) Sete painéis de linha de 33 kV.
- 4) Dois painéis de bateria de condensadores de 33 kV.
- 5) Um painel do barramento de 33 KV.
- 6) Um painel do Transformador de Serviços Auxiliares.
- 7) Um painel de Reatância de neutro.

No anexo, cada painel tem as suas proteções respetivas caraterizadas.

4.4.3. Esquema Unifilar

A memória descritiva apresentada, associada aos cálculos justificativos, descreveu as estruturas e equipamentos que farão parte da subestação elevadora. De seguida, vai-se fazer a caracterização dos diagramas unifilares.

4.4.3.1. Simplificado

A obtenção das correntes em regime permanente e em curto-circuito foi necessária para proceder ao teste dos cabos e equipamentos e ao cálculo das redes de terra subterrânea e aérea, bem como ao estudo de coordenação do isolamento. Consequentemente, com os dados obtidos foi feita a escolha dos equipamentos, bem como a especificação da sua localização. Passa-se a apresentar o diagrama unifilar simplificado da subestação, com todos os equipamentos constituintes.

Consultando o anexo E observa-se a estruturação da rede elétrica da subestação. A linha de 220 kV é proveniente da subestação de Poroma, observando-se a sequência de equipamento do painel linha-transformador. Estão representados os descarregadores de sobretensão, os TT's indutivos, o seccionador tripolar, aparecendo também representados os enrolamentos secundários dos TC, intercalados pelo disjuntor de AT. Segue-se o transformador de potência e, no seu painel do lado de 33 kV, outro grupo de transformadores de corrente.

Todo este equipamento se encontra no parque exterior de aparelhagem, estando claro no esquema a delimitação das celas de MT. Como foi referido, as baterias de condensadores, a reatância de neutro e o transformador de serviços auxiliares encontrar-se-ão no parque exterior, estando nas saídas das respetivas celas. Esta situação também está ilustrada no diagrama. Os equipamentos anteriormente descritos e as ligações entre si estão fielmente representados pelo diagrama unifilar simplificado.

4.4.3.2. Lado AT de 220 kV

A subestação elétrica terá uma configuração em barramento simples. Esta pode ser alargada no futuro, permitindo um aumento de potência e do número de ligações que se façam nos barramentos da instalação.

Os diagrama unifilares do anexo E, quer o simplificado quer o que inclui as proteções, mostra a organização a forma como o sistema de controlo e proteções se encontra interligado entre si.

Assim, vemos que a parte da linha de 220 kV está protegida por dois relés, o mais abaixo sendo a proteção principal e o outro a proteção de reserva. Apresentam as funções de proteção diferencial de fases e de neutro (67/67N), proteção à distância para fases e neutro (21/21N), proteção diferencial de linha (87L), proteção de tensão mínima (27), proteção de tensão máxima (59), reengate do relé (79), proteção de falha do disjuntor (50BF) e teleproteção (85A e 85C).

A parte do transformador de potência também estará protegida por dois relés, sendo o que está ligado ao TC 4S1 a proteção principal e o que está ligado ao 3S1 a proteção de reserva. Terão as funções de proteção de sobreintensidade de fase (50/51), proteção de sobreintensidade de neutro para defeitos à terra (50N/51N), proteção de imagem térmica (49), proteção diferencial do transformador para fases e neutro (87T e 87 TN) e proteção de falha do disjuntor (50BF).

A atuação da proteção diferencial (87T) e das proteções do próprio transformador (63L-63BJ-63B-26) estarão concentradas num único relé de disparo e bloqueio (86-T), que com reengate manual, dispara os disjuntores do transformador nos níveis de 220 kV e 33 kV.

As proteções próprias do transformador e a proteção diferencial dão ordem de disparo aos disjuntores localizados em ambos os lados do transformador, enquanto as proteções de sobreintensidade disparam o disjuntor do nível de tensão a que estão associadas.

Os transformadores de tensão fazem com que haja na instalação proteções de frequência máxima e mínima (81), de tensão mínima (27) e de sobretensão (59).

O lado de alta tensão terá um contador eletrónico de energia ativa e reativa bidirecional para faturação da energia produzida no parque eólico. Os circuitos de corrente e tensão dos equipamentos de medida e proteção estarão alimentados pelos transformadores de corrente e tensão correspondentes.

4.4.3.3. Lado MT de 33 kV

O lado de 33 kV é constituído por treze celas prefabricadas compactadas, em quadro metálico do tipo interior, com isolamentos e corte em SF₆. Das treze celas, sete destinam-se a circuitos do parque eólico, uma é cela de proteção das bateria de condensadores 1, outra é da bateria de condensadores 2, uma é a cela do transformador de potência 220/33 kV, há uma cela de medida, uma cela de serviços auxiliares e uma cela de proteção da reatância de terra que assegura a ligação à terra do lado de MT.

As celas de saída do parque eólico estão conectadas a diferentes potências, estando os circuitos 2, 3 e 4 ligados a 18,9 MVA, o circuito 1 e 6 ligados a 15,75 MVA e o 5 e 7 ligados a 22,05 MVA.

Cada circuito de saída que ligue aos aerogeradores terá proteções de sobreintensidade instantâneas e temporizadas através das proteções de fase e de neutro (50/51/50N/51N), que atuam sobre o disjuntor da sua posição correspondente. O relé também incluirá as proteções direcionais de fases e neutro (67 e 67N), bem como a proteção de tensão máxima homopolar (59N) e a proteção de falha do disjuntor (50BF).

As baterias de condensadores terão um relé exatamente com as mesmas funções de proteção daqueles ligados às celas dos circuitos do parque eólico.

No caso da reatância haverá um relé com as mesmas funções de proteção que os circuitos do parque eólico com a exceção das proteções direcionais de fase e neutro (67 e 67N), visto que a corrente será unidirecional. A reatância também terá as suas próprias proteções com o relé Buchholz (63B), o libertador de pressão (63L) e o termómetro de temperatura de óleo (26).

4.4.3.4. Transformação

O secundário do transformador de potência de 130 MVA tem, como já foi referido, uma cela dimensionada com uma tensão máxima admissível de 36 kV.

O transformador tem um regulador de tensão associado (90) e está protegido pela proteção diferencial (87T) e pelas proteções de sobreintensidade (50/51/50N/51N), quer do lado de 220 kV, quer do lado de 33 kV.

Os transformador também dispõe de proteções próprias de Buchholz (63B), libertador de pressão (63L), temperatura e níveis de óleo e refrigeração (26/26T) e a proteção de imagem térmico (49).

Como já foi referido, um relé de disparo e bloqueio concentra as atuações da proteção diferencial e dos disparos das próprias proteções do transformador. Este dispositivo vai atuar sobre os disjuntores do lado AT e do lado MT. Assim, as proteções do próprio transformador e a proteção diferencial disparam os disjuntores de ambos os lados do transformador, enquanto as proteções contra sobreintensidades de cada lado do transformador (220 kV e 33 kV) apenas disparam o disjuntor do nível de tensão a que estão associados.

4.4.3.5. Serviços Auxiliares de Corrente Alternada e Reatância de Neutro

A proteção deste transformador é garantida através da sua cela no lado de 33 kV, enquanto no lado do secundário, tal é feito através de um disjuntor, acionado em caso de falha dos relés magnetotérmicos.

A alimentação do lado primário é feito através de um cabo isolado e de peças de ligação apropriadas. No secundário, através de cabos com secção adequada, alimenta-se em baixa tensão o armário geral de distribuição de corrente para os serviços auxiliares. Este encontra-se no edifício de controlo.

Haverá também um grupo gerador de pelo menos 50 kVA com um quadro de comutação automática rede/grupo, e um sistema de alimentação ininterrupta, com autonomia de aproximadamente 15 minutos, de forma a suportar os consumos dos SCADAs da subestação no tempo que dure a comutação rede/grupo.

O relé de proteção terá as mesmas funções que a cela da reatância de neutro (50/51/50N/51N/59N/50BF).

4.4.4. Layout da Subestação

Desta forma, depois da apresentação dos diagramas unifilares, com todos os equipamentos elétricos, conclui-se o projeto elétrico com a representação do layout elétrico geral da subestação elevadora Flamenco. Este encontra-se mais claro no anexo F.

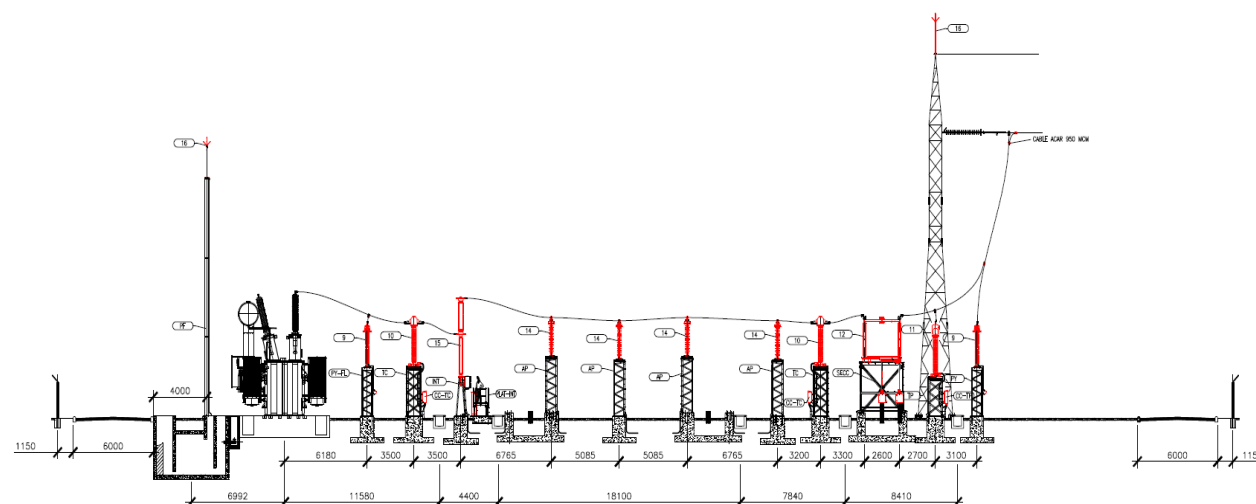


Figura 4.5 - Disposição dos Equipamentos no Parque de Aparelhagem Exterior

Observando a figura 4.5 que representa a configuração do painel, podemos ver a linha de alta tensão de 220 kV apoiada, através de um isolador, no pórtico aonde se coloca uma haste de Franklin. A sua ligação ao painel linha-transformador é feita pela linha que liga ao seccionador tripolar com ligação à terra. Antes, apresenta liga em paralelo a um transformador de tensão (11) que transforma os níveis de potencial, de forma a estes estarem em condições de serem lidas pelos relés e pelo medidores e fazerem os equipamentos de proteção atuar corretamente. Também tem uma ligação paralela ao descarregador de sobretensão de AT (9), que se encontra a proteger o painel. Como também é apresentado no esquema unifilar, temos os transformadores de corrente (10) ao longo do painel e os apoios com isoladores (14), que poderão facilitar a integração futura de mais transformadores na subestação. O disjuntor (15) e o descarregador de sobretensões AT (9) encontram-se a proteger o transformador de potência do lado de alta tensão. No lado de MT o cabo será colocado num canal pré-fabricado ligando o secundário do transformador diretamente às celas de MT.

Capítulo 5

5. Conclusões e Trabalho Futuro

5.1. Conclusões

Esta dissertação teve como objeto de estudo as subestações elétricas, com ênfase na subestação elevadora através do caso de estudo apresentado. Estas instalações são de enorme complexidade, sendo o seu projeto transversal a muitas áreas da engenharia. O objeto de estudo nesta tese foi a subestação elevadora de Nazca, no Peru, que apresentará uma relação de transformação de 33/220 kV e estará ligada a um parque eólico de 132,3 MVA. Pretendia-se, à medida que se fazia o acompanhamento do projeto elétrico e da sua revisão de engenharia, descrever e detalhar as principais etapas do seu desenvolvimento. Findada a dissertação, considero que este objetivo foi alcançado.

A compreensão da importância das subestações no contexto da rede elétrica foi importante como ponto de partida para o estudo específico da subestação. A recolha bibliográfica efetuada permitiu uma familiarização com as opções que podem ser tomadas no projeto, desde o tipo de isolamento da instalação, à sua configuração e possibilidade de expansão futura, bem como a compreensão da forma como os diferentes equipamentos foram selecionados. Os cálculos iniciais das correntes em regimes permanente e de curto-circuito para os níveis de tensão de 33 kV e 220 kV serviram como base para o desenvolvimento subsequente dos cálculos justificativos.

Várias normas foram seguidas no projeto da subestação. A rede de terra subterrânea, sendo uma estrutura nuclear na proteção da subestação, foi dimensionada com o conhecimento prévio das magnitudes das correntes de CC a que ia estar sujeita. O estudo da corrente suportada pelo corpo humano e o conhecimento da resistividade do solo, que exigiu um estudo prévio, foram essenciais para os cálculos das tensões de passo e de toque. Assim, a rede de terra projetou-se de forma a assegurar a proteção das pessoas que circulem na instalação. A rede de terra aérea, também ela sujeita a outra norma, recorreu aos níveis cerâmicos da região, de forma a calcular a probabilidade de ocorrer uma descarga atmosférica na área da subestação. Através da utilização de hastes de Franklin colocadas estrategicamente na instalação, conseguiu-se assegurar a proteção contra descargas de todos os equipamentos no pátio exterior, bem como do edifício de comando e controlo.

A coordenação de isolamento foi necessária para averiguar se os níveis básicos de isolamento conseguiam suportar as exigências das sobretensões. Calculando os diferentes tipos

de sobretensões que podiam surgir na subestação, compararam-se às características de proteção dos descarregadores de sobretensão e ao isolamento dos equipamentos, obtendo os valores de sobretensões representativas. Estes foram usados para determinar as sobretensões de coordenação e estas serviram para obter as tensões estipuladas respetivas. Multiplicando pelos fatores de correção, obtiveram-se as sobretensões normalizadas. Estas últimas, como era pretendido, foram inferiores aos valores máximos das tensões suportadas pelos equipamentos (BIL), à frequência industrial e devido a descargas atmosféricas para o valor máximo de tensão verificado (245 kV para AT e 36 kV para MT).

A apresentação da memória descritiva, com os diferentes painéis da subestação e os equipamentos que estarão presentes no parque exterior de aparelhagem e no edifício de comando e controlo permitiram entender a estrutura da subestação. A escolha dos equipamentos apresentada foi justificada pelos valores das tensões e correntes a suportar dos regimes permanente e de curto-circuito, e também pelas indicações obtidas do estudo de coordenação de isolamento. Assim, o projeto foi concluído com a apresentação dos diagramas unifilares e do *layout* elétrico da instalação, que ilustram aquilo que foi referido na memória descritiva.

Findada a dissertação, e fazendo uma análise do trabalho desenvolvido, concluo, por aquilo que já apresentei, que se alcançaram os objetivos pretendidos. Certamente que outras áreas poderiam ter sido aprofundadas, ou poderia ter-se restringido o trabalho desenvolvido, explorando de outra forma alguma particularidade das subestações elétricas. O facto de o tema ser tão vasto e transversal foi, sem dúvida, umas das principais dificuldades que senti. Isso exigiu-me algum critério na escolha da informação apresentada e reconhecimento de certas limitações que um estudante finalista de engenharia eletrotécnica tem perante a complexidade do tema em questão. No entanto, desde início que a minha pretensão foi realizar uma abordagem concertada e abrangente à temática, envolvendo uma pluralidade de tópicos, e assim, fornecer uma visão daquilo em que consiste um projeto elétrico de uma subestação.

5.2. Trabalho futuro

Esta dissertação teve o foco na componente elétrica da subestação. Devido à dimensão do trabalho, apenas foi escrutinada a abordagem técnica em que se basearam as escolhas tomadas ao nível do equipamento, das estruturas de proteção e de isolamento. No entanto, um trabalho futuro passa pela análise económica e orçamentação do projeto e formas de reduzir o seu custo, sendo que, tendo em conta a quantidade considerável de componentes de uma subestação elétrica, poderia representar um trabalho de dissertação por si só. Este é sempre um aspeto de relevância e interesse ao nível empresarial.

Devido à transversalidade do tema em questão, existem inúmeras áreas, inclusive as que foram abordadas nesta dissertação, que podem ser aprofundadas e discutidas em trabalhos futuros. Uma possibilidade interessante poderá passar pela proposta de otimização de algumas práticas descritas nas normas, ao nível da coordenação de isolamento e do dimensionamento das redes de terras. Também se poderá fazer a análise das implicações da atividade sísmica e do clima no projeto. No caso de estudo em questão tiveram de ser aplicadas medidas antissísmicas que, por impossibilidade de tempo, não foram abordadas. Um trabalho relevante a desenvolver, que também representa uma macro análise da subestação, será a exploração da relação de interdependência entre os projetos elétrico, civil e mecânico da subestação. O estudo do projeto do sistema de proteção, comando e controlo da subestação (SPCC) foi

abordado de forma superficial, podendo ser aprofundado num trabalho futuro. Para além da enumeração das funções de proteção e da explicação teórica das mais elementares, poder-se-ão explorar as estruturas de comando e sua hierarquização, critérios para a sua projeção e a forma como estão ligadas entre si.

Referências

- [1] C. Ave, N. W. Washington, C. E. Blue, and E. Societies, “National Academy of Engineering National Academy of Engineering Reveals Top Engineering Impacts of the 20 th Century : Electrification Cited as Most Important,” no. 4, pp. 16-19, 2000.
- [2] D. Sousa and R. Castro, “O Sistema de Energia Elétrica.”
- [3] Organismo Supervisor de la Inversion en Energia, “Determinantes de la Inversión en el Sector Eléctrico Peruano,” 2005.
- [4] Organismo Supervisor de la Inversion en Energia, “Concentraciones Horizontales en la Actividad de Generación Eléctrica: El Caso Peruano,” 2003.
- [5] “Infolatam Perú: el 23,2 por ciento no tienen acceso a red de agua, 60,5 por ciento en zona rural - Infolatam.”. Disponível em: <http://www.infolatam.com/2011/06/19/peru-el-232-por-ciento-no-tienen-acceso-a-red-de-agua-605-por-ciento-en-zona-rural/>.
- [6] COES, “Estadística Relevante e Integrante del Sistema.” Disponível em: <http://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Estadisticas/>
- [7] EDP Distribuição, “Evolução QS da rede de distribuição MT em Portugal continental e próximos desafios,” in *Ordem dos Engenheiros - Região Centro - Ciclo Sessões Técnicas*, 2012.
- [8] J. P. Sucena Paiva, *Redes de Energia Elétrica. Uma Análise Sistémica*. 2015.
- [9] Universidade de São Paulo, “Subestações Elétricas.” Disponível em: https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/130058/mod_resource/content/1/Subestacoes-eletricas-1.pdf
- [10] M. D. E. Energ and M. Direcci, “Dirección General de Electricidad CÓDIGO NACIONAL DE ELECTRICIDAD,” no. Suministro, 2011. Disponível em: www.minem.gob.pe
- [11] Eletrical Engineering Portal, “Substation Main Functions and Classification | EEP.”. Disponível em: <http://electrical-engineering-portal.com/substation-main-functions-and-classification>.
- [12] A. Marques (REN), “SUBESTAÇÕES da REDE NACIONAL de TRANSPORTE de ELECTRICIDADE,” 2014.
- [13] J. McDonald, *ELECTRIC POWER SUBSTATIONS*. 2012.
- [14] F. Maciel Barbosa, “Sobretensões de Manobra,” 2015.
- [15] E. Pawlowski, M. Zdrallek, T. Tabke, and T. Marx, “GAS-INSULATED SUBSTATIONS (GIS),” pp. 23-28, 2015. Disponível em: <http://electrical-engineering-portal.com/gas-insulated-substations-gis>
- [16] “Transformador de Alta Tensão Preço - Gradual Energia.” Disponível em: <http://www.gradualenergia.com.br/transformador-alta-tensao-preco>.

- [17]M. Delgado, *Sistema Eléctricos Trifásicos: A Média, Alta e Muito Alta Tensão*. Porto, 2010.
- [18]João Martins; Pedro Pereira, “Curso Introdutório sobre Subestações e Postos de Transformação,” pp. 1992-1994.
- [19]B. A. Luciano, R. C. Silverio Freire, J. G. de Assis Lira, G. Fontgalland, and W. B. de Castro, “Current Transformer with Toroidal Nanocrystalline Alloy Core,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 4, no. 3, pp. 160-164, 2006.
- [20]NBI, “Produtos - NBI.” Disponível em: <http://nbirep.com.br/produtos/>.
- [21]A. Lundvall and T. Nilsson, “Paper 0453 INNOVATIVE COMPACT 145 / 12 KV INDOOR AIR INSULATED SUBSTATIONS (AIS) Substation building,” vol. 21, no. 453, pp. 6-9, 2011.
- [22]C. Sölver and R. Larsson, “ABB’s Disconnecting Circuit Breakers Higher substation availability and lower environmental impact.”
- [23]H.-E. Olovsson and C. Ejnar, “Disconnecting Circuit Breaker Maximum availability with minimum footprint Air insulated substations with DCBs give maximum availability with minimum footprint.”
- [24]L. Cabete, N. Vieira, and P. Sousa, “Proteção de Sobretensões.” Disponível em: <https://paginas.fe.up.pt/~jrf/aulas0506/sobretensao/sobretensao.pdf>
- [25]A. Tecnológicas, “GUIA DE DESENHO: PONTAS E MALHAS Normas gerais de instalação.” Disponível em: https://pararaio-at3w.pt/upload/ficheros/divulg_guiainstalacion_pdcv2_portugues.pdf
- [26]“PSP */5kA - OVERVOLTAGE LIMITER - LINE DISCHARGE CLASS 1 | ACER VOLTAGE.” Disponível em: <http://www.acervoltage.com/en/products/psp-site-ac/detail/4-2-psp-5ka---overvoltage-limiter---line-discharge-class-1-.html>.
- [27]“Power Factor Correction Capacitor.” Disponível em: <https://www.kyklo.co/zh/power-factor-correction-capacitor/>.
- [28]G. Vijayaraghavan, M. Brown, and M. Barnes, *Practical Grounding, Bonding, Shielding and Surge Protection*. 2004.
- [29]EDP Distribuição, “DIT-C13-500/N - Instalações AT e MT. Subestações de Distribuição: Projecto-tipo - Memória descritiva,” 2007.
- [30]“Los eslabones del sistema eléctrico - Constructor Eléctrico.” Disponível em: <https://constructorelectrico.com/los-eslabones-del-sistema-electrico/>.
- [31]W. B. Dietzman and P. C. Bolin, “Section 17 Substations,” *Library (Lond).*, pp. 1-52, 2006. Disponível em: http://197.14.51.10:81/pmb/ELECTRONIQUE/Standard%20Handbook%20for%20Electrical%20Engineers/0071490191_ar017.pdf
- [32]R. Billinton, “*Power System Reliability Evaluation*.” New York: Gordon and Breach Science Publishers, 1970.
- [33]EDP Distribuição e P. Correia, “Projecto e Construção de Subestações AT/MT de Distribuição de Energia Eléctrica - Guia Técnico - Realizado,” 2002.
- [34]J. R. Ferreira, “SISTEMAS DE PROTECÇÃO.” Disponível em [https://paginas.fe.up.pt/~jrf/disciplinas/sistemas de proteccao/textos de apoio/sistemas proteccao 1.pdf](https://paginas.fe.up.pt/~jrf/disciplinas/sistemas%20de%20proteccao/textos%20de%20apoio/sistemas%20proteccao%201.pdf)
- [35]M. Delgado, *Protecção das redes eléctricas de distribuição, transporte e interligação*. Porto: Publindústria, 2011.
- [36]B. Miguel and M. Antunes, “Relés de Distância.” Disponível em: <https://paginas.fe.up.pt/~jrf/aulas0506/relsdistancia/relsdistancia.pdf>
- [37]IEEE, “738-2006 - IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare

- Overhead Conductors.” 2006.
- [38]IEEE, *Std 80 “Guide for Safety in AC Substation Grounding” IEEE-SA Standards Board.* 2000.
- [39]EDP Distribuição, “Validação da rede geral de terra de subestações AT/MT pelo controlo das tensões de contacto e de passo.” p. 38, 2007.
- [40]N. J. Lopes Filipe, “Optimização de Terras em Subestações,” 2011.
- [41]IEEE Power Engineering Society, *IEEE Std 998 “Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations.”* 1996.
- [42]International Electrotechnical Commission, “IEC-62305, ‘Protection Against Lighting’.”
- [43]IEEE, “IEEE Std C57”, 1993.”
- [44]International Electrotechnical Commission, “IEC 61869-2: Additional Requirements for Current Transformers,” 2012.
- [45]International Electrotechnical Commission, “IEC Standar 60071-2, Insulation Coordination: Application Guide,” 1996.
- [46]International Electrotechnical Commission, “60071-1: ‘Insulation co-ordination - Part 1: Definitions, principles and rules.’” 2006.
- [47]Enel Green Power, “PLANO DE LOCALIZACIÓN.”
- [48]General Cable, “CABO DE ALUMÍNIO REFORÇADO COM LIGA DE ALUMÍNIO (ACAR).” .
- [49]International Electrotechnical Commission, “IEC 61869-3 ‘Transformadores de tensión,’” 2011.

Anexo A

A. Dados para dimensionamento

Tabela A.1. - Viscosidade, Densidade e Condutividade Térmica do Ar [37]

Temperature T_{film}	Dynamic viscosity μ_f	Air density ρ_f (kg/m ³)				Thermal conductivity of air k_f
°C	(Pa·s)	0 m	1000 m	2000 m	4000 m	W/(m·°C)
0	0.0000172	1.293	1.147	1.014	0.785	0.0242
5	0.0000174	1.270	1.126	0.995	0.771	0.0246
10	0.0000176	1.247	1.106	0.978	0.757	0.0250
15	0.0000179	1.226	1.087	0.961	0.744	0.0254
20	0.0000181	1.205	1.068	0.944	0.731	0.0257
25	0.0000184	1.184	1.051	0.928	0.719	0.0261
30	0.0000186	1.165	1.033	0.913	0.707	0.0265
35	0.0000188	1.146	1.016	0.898	0.696	0.0269
40	0.0000191	1.127	1.000	0.884	0.685	0.0272
45	0.0000193	1.110	0.984	0.870	0.674	0.0276
50	0.0000195	1.093	0.969	0.856	0.663	0.0280
55	0.0000198	1.076	0.954	0.843	0.653	0.0283
60	0.0000200	1.060	0.940	0.831	0.643	0.0287
65	0.0000202	1.044	0.926	0.818	0.634	0.0291
70	0.0000204	1.029	0.912	0.806	0.625	0.0295
75	0.0000207	1.014	0.899	0.795	0.616	0.0298
80	0.0000209	1.000	0.887	0.783	0.607	0.0302
85	0.0000211	0.986	0.874	0.773	0.598	0.0306
90	0.0000213	0.972	0.862	0.762	0.590	0.0309
95	0.0000215	0.959	0.850	0.752	0.582	0.0313
100	0.0000217	0.946	0.839	0.741	0.574	0.0317

Tabela A.2 - Constantes de Matéria

Description	Material conductivity (%)	α_r factor at 20 °C (1/°C)	K_o at 0 °C (0 °C)	Fusing ^a temperature T_m (°C)	ρ_r 20 °C ($\mu\Omega\cdot\text{cm}$)	TCAP thermal capacity [J/(cm ³ ·°C)]
Copper, annealed soft-drawn	100.0	0.003 93	234	1083	1.72	3.42
Copper, commercial hard-drawn	97.0	0.003 81	242	1084	1.78	3.42
Copper-clad steel wire	40.0	0.003 78	245	1084	4.40	3.85
Copper-clad steel wire	30.0	0.003 78	245	1084	5.86	3.85
Copper-clad steel rod ^b	20.0	0.003 78	245	1084	8.62	3.85
Aluminum, EC grade	61.0	0.004 03	228	657	2.86	2.56
Aluminum, 5005 alloy	53.5	0.003 53	263	652	3.22	2.60
Aluminum, 6201 alloy	52.5	0.003 47	268	654	3.28	2.60
Aluminum-clad steel wire	20.3	0.003 60	258	657	8.48	3.58
Steel, 1020	10.8	0.001 60	605	1510	15.90	3.28
Stainless-clad steel rod ^c	9.8	0.001 60	605	1400	17.50	4.44
Zinc-coated steel rod	8.6	0.003 20	293	419	20.10	3.93
Stainless steel, 304	2.4	0.001 30	749	1400	72.00	4.03

^aFrom ASTM standards.^bCopper-clad steel rods based on 0.254 mm (0.010 in) copper thickness.^cStainless-clad steel rod based on 0.508 mm (0.020 in) No. 304 stainless steel thickness over No. 1020 steel core.

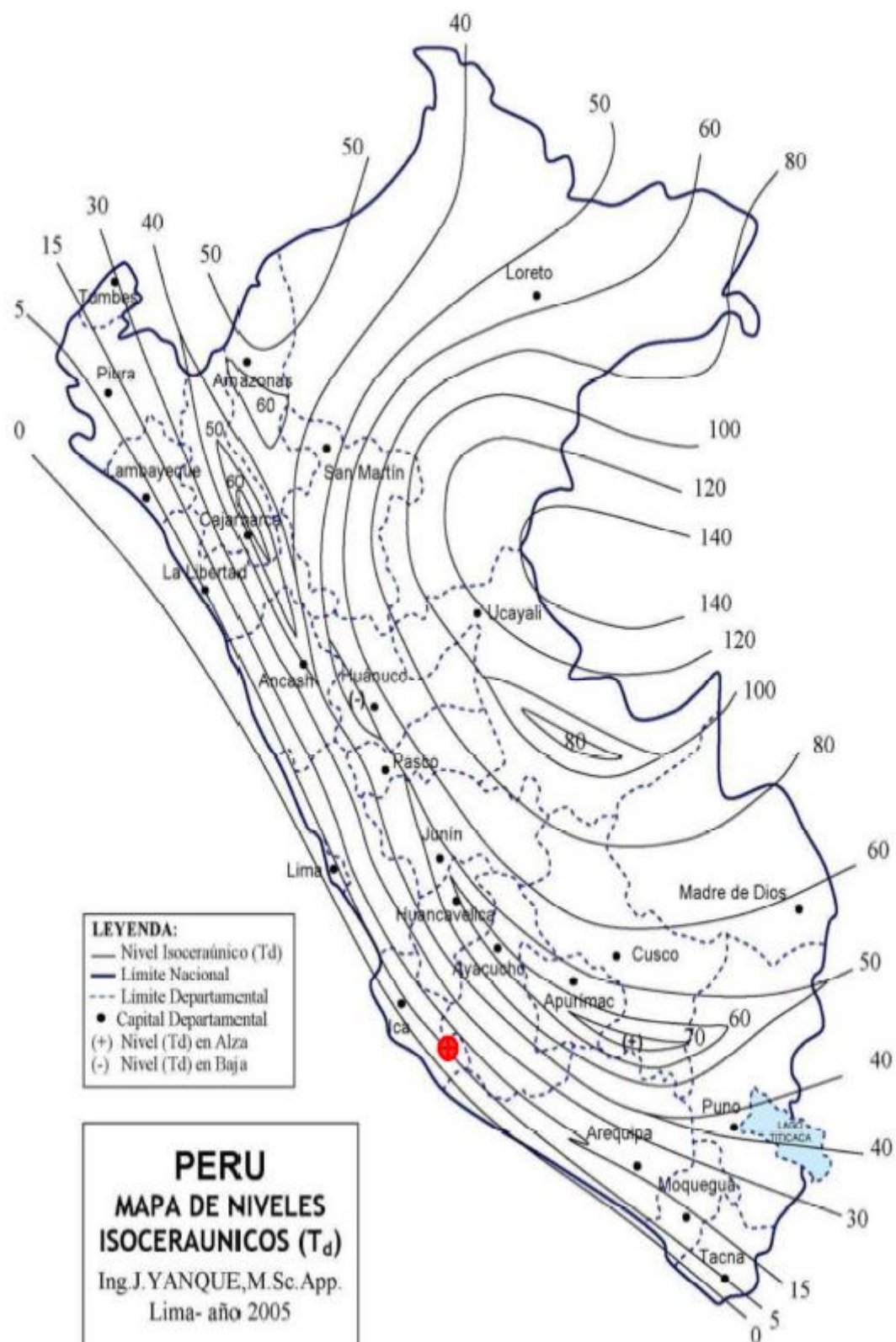


Figura A.1 - Níveis Ceráunios do Peru

Tabela A.1 - Fator A para várias linhas suspensas [45]

Type of line	A (kV)
Distribution lines (phase-phase flashovers):	
– with earthed crossarms (flashover to earth at low voltage)	900
– wood-pole lines (flashover to earth at high voltage)	2700
Transmission lines (single-phase flashover to earth)	
– single conductor	4500
– double conductor bundle	7000
– four conductor bundle	11000
– six and eight conductor bundle	17000

Anexo B

Proteções dos painéis da subestação Flamenco

1- Pannel de Linha-Transformador- lado 220 KV

Existirá um painel de linha-transformador lado 220 kV, que contará com as seguintes funções protetivas

- Proteção de distância com reengate (21/79)
- Proteção Direcional de Neutro (67N)
- Proteção Diferencial de Linha (87L).
- Máxima / mínima tensão (59/27)
- Equipo de Tele proteção (85A e 85C).
- Função de verificação de sincronismo (25).
- Proteção Sobreintensidade instantânea e temporizada entre fases (50/51)
- Proteção Sobreintensidade instantânea e temporizada de neutro (50N/51N)
- Proteção de Máxima / mínima frequência (81M/m)
- Máxima Tensão Homopolar (59N)
- Proteção diferencial de transformador (87T)
- Relé Buchholz no transformador e no regulador em carga (63B)
- Outras proteções próprias do transformador de potência e da Reactância
- Temperatura máxima no transformador (26)
- Relé de disparo e bloqueio (86-T), com rearme manual, que dispare os disjuntores de ambos os lados do transformador.
- Rearme do transformador
- Pannel de comando de alarmes
- Medição de corrente e potências ativa e reativa
- Comando e sinalização da aparelhagem: seccionadores e disjuntor

Lado da linha

- Proteção Diferencial de Linha (87L).
- Proteção Direcional de fases e de neutro (67/67N)
- Proteção de distância de fases e de neutro (21/21N)
- Proteção de Tensão Mínima (27)

- Proteção de Máxima Tensão (59)
- Relé de reengate (79)
- Proteção de falha do disjuntor (50BF)

Lado do Transformador

- Proteção diferencial de fases e neutro do transformador (87T/87TN)
- Proteção Sobreintensidade instantânea e de fases e de neutro (50/50N)
- Proteção Sobreintensidade temporizada de neutro (51/51N)
- Proteção de retrato térmico (49)
- Proteção de falha do disjuntor (50BF)

2- Paineis de Transformador - lado 33 kV.

Existirá um painel de transformador 1 lado 33 kV, que contará al menos com as seguintes funções protetivas:

- Regulador automático de tensão do transformador (90T)
- Sobreintensidade instantânea e temporizada de fase e neutro (50/51 e 50N/51N)
- Tensão máxima Homopolar de fases e de neutro (59/59N)
- Proteção de tensão mínima (27)
- Proteção de máxima/mínima frequência (81)
- Proteção de Falha do disjuntor (50BF)
- Painel de comando de alarmes
- Medição de corrente e potências ativa e reativa
- Comando e sinalização de seccionadores e interruptor

3- Paineis de linha de 33 kV

Existirão sete painéis de linha de 33 kV, cada um deles contando com as seguintes funções:

- Sobreintensidade instantânea e temporizada de fase e neutro (50/51 e 50N/51N)
- Desequilíbrio de intensidades (46)
- Painel de comando de alarmes
- Medição de corrente
- Comando e sinalização de seccionadores e disjuntor

4- Paineis de bateria de condensadores de 33 kV

Existirão dois painéis de baterias de condensadores, em que cada um deles terá os seguintes elementos de comando e proteção:

- Sobreintensidade instantânea e temporizada de fase e neutro (50/51 e 50N/51N)
- Máxima tensão Homopolar (59N)
- Proteção de Falha do disjuntor (50BF)
- Painel de comando de alarmes
- Medição de corrente
- Comando e sinalização de seccionadores e interruptor

5- Painel do barramento de 33 KV

Existirá uma posição do barramento do lado 33 kV, em que se instalará equipamento com as funções:

- Painel de comando de alarmes
- Medição da tensão dos barramentos

6- Painel do Transformador de Serviços Auxiliares

Terá isolamento de 36 kV com as proteções seguintes:

- Sobreintensidade instantânea e temporizada de fases e neutro (50/51 e 50N/51N)
- Máxima tensão Homopolar (59N)
- Proteção de Falha do disjuntor (50BF)
- Relé Buchholz (63B).
- Libertador de pressão (63L)
- Temperatura Máxima (26).

7- Reatância

Existirá uma reatância à saída de uma das celas de média tensão, o que irá permitir a criação de um neutro artificial. Terá isolamento de 36 kV com as proteções seguintes:

- Sobreintensidade instantânea e temporizada de fase e neutro (50/51 e 50N/51N)
- Máxima tensão Homopolar (59N)
- Proteção de Falha do disjuntor (50BF)

Anexo B

Cabos utilizados

CABO DE ALUMÍNIO REFORÇADO COM LIGA DE ALUMÍNIO (ACAR)

Características Técnicas

Denominação	Seção Transversal		Formação Nº de Fios x Diâmetro mm		Diâmetro Nominal do Condutor mm	Peso kg/km	Carga de Ruptura	Capacidade de Corrente	Resistência Elétrica Máxima em CC a 20 °C
	Liga								
	AWG ou MCM	mm²	1350	6201			kN	A	Ω/km
Blumenau	600	304,02	15 x 4,51	4 x 4,51	22,55	838,1	55,40	691	0,09785
Botucatu	600	304,02	12 x 4,51	7 x 4,51	22,55	838,1	62,90	685	0,10012
Bragança	600	304,02	33 x 3,23	4 x 3,23	22,61	838,1	52,40	695	0,09654
Brodósqui	600	304,02	30 x 3,23	7 x 3,23	22,61	838,1	56,80	692	0,09767
Brusque	600	304,02	24 x 3,23	13 x 3,23	22,61	838,1	62,80	686	0,09999
Cabedelo	600	304,02	18 x 3,23	19 x 3,23	22,61	838,1	70,10	680	0,10242
Cabo	650	329,35	33 x 3,37	4 x 3,37	23,59	908,1	56,80	733	0,08869
Caçapava	650	329,35	30 x 3,37	7 x 3,37	23,59	908,1	61,60	730	0,08972
Cachoeira	650	329,35	24 x 3,37	13 x 3,37	23,59	908,1	68,00	724	0,09185
Caeté	650	329,35	18 x 3,37	19 x 3,37	23,59	908,1	75,90	717	0,09409
Caiobá	700	354,69	33 x 3,49	4 x 3,49	24,43	977,9	60,70	766	0,08270
Caidas	700	354,69	30 x 3,49	7 x 3,49	24,43	977,9	65,50	763	0,08366
Camboriú	700	354,69	24 x 3,49	13 x 3,49	24,43	977,9	71,80	756	0,08564
Camocim	700	354,69	18 x 3,49	19 x 3,49	24,43	977,9	79,50	749	0,08773
Campinas	750	380,02	33 x 3,62	4 x 3,62	25,34	1047,7	64,00	802	0,07686
Campos	750	380,02	30 x 3,62	7 x 3,62	25,34	1047,7	67,20	799	0,07776
Cananéia	750	380,02	24 x 3,62	13 x 3,62	25,34	1047,7	76,20	792	0,07960
Canela	750	380,02	18 x 3,62	19 x 3,62	25,34	1047,7	84,70	785	0,08154
Canudos	800	405,36	33 x 3,73	4 x 3,73	26,11	1117,6	68,20	833	0,07240
Caravelas	800	405,36	30 x 3,73	7 x 3,73	26,11	1117,6	73,80	829	0,07324
Cascavel	800	405,36	24 x 3,73	13 x 3,73	26,11	1117,6	81,20	822	0,07498
Calanduva	800	405,36	18 x 3,73	19 x 3,73	26,11	1117,6	90,30	814	0,07680
Caxambu	850	430,69	33 x 3,85	4 x 3,85	26,95	1187,4	71,30	866	0,06795
Caxias	850	430,69	30 x 3,85	7 x 3,85	26,95	1187,4	77,30	862	0,06874
Chui	850	430,69	24 x 3,85	13 x 3,85	26,95	1187,4	85,40	855	0,07038
Corumbá	850	430,69	18 x 3,82	19 x 3,85	26,95	1187,4	95,30	847	0,07209
Cotia	900	456,03	33 x 3,96	4 x 3,96	27,72	1257,3	75,50	896	0,07423
Criciúma	900	456,03	30 x 3,96	7 x 3,96	27,72	1257,3	81,90	893	0,06498
Diamantina	900	456,03	24 x 3,96	13 x 3,96	27,72	1257,3	90,50	885	0,06652
Divinolândia	900	456,03	18 x 3,96	19 x 3,96	27,72	1257,3	101,00	877	0,06814
Dourados	950	481,36	33 x 4,07	4 x 4,07	28,49	1327,1	89,70	927	0,06071
Eldorado	950	481,36	30 x 4,07	7 x 4,07	28,49	1327,1	86,40	923	0,06151
Embu	950	481,36	24 x 4,07	13 x 4,07	28,49	1327,1	95,40	915	0,06297
Franca	950	481,36	18 x 4,07	19 x 4,07	28,49	1327,1	106,00	904	0,06451
Furnas	1000	506,70	33 x 4,18	4 x 4,18	29,26	1397,0	83,90	957	0,05765

CLIENTE	CÂNDIDO JOSÉ RODRIGUES II -
Oferta N°	379362 - 001
Pedido N°	
Página N°	1

Cables de Media y Alta Tensión	Unidades	Item1
Datos Identificativos		
Código del Cable		0413796
Tipo de cable		RHE-OL
Norma		IEC 60502-2 basado
Tensión Nominal	kV	20/34,5
N° Conductores x Sección		1 x630 mm²
Características de Diseño		
Material conductor		Cobre
Forma		Circular compactado
Clase / Norma		2 / IEC 60228
Diámetro Nominal	mm	29,85
Conductor obturado		NO
Cinta semiconductora obturante sobre conductor		NO
Material pantalla sobre conductor		Capa semiconductora extruída
Espesor nominal	mm	0,8
Material aislamiento		XLPE
Espesor nominal (*)	mm	8,0 / --
Diámetro sobre aislamiento	mm	48,2
Material pantalla sobre aislamiento (no metálico)		Capa semiconductora extruída
Espesor nominal	mm	0,5
Cinta semiconductora obturante bajo pantalla metálica		SI
Material pantalla sobre aislamiento (parte metálica)		Hilos Cu
Formación de la pantalla	N x mm	60x0,583
Sección de la pantalla (hilos Cu)	mm²	16
Cinta de cobre en helice abierta, sobre la pantalla de hilos		SI
Material cubierta		MDPE
(tipo: DMZ1 según HD 620 Parte 10E / ST7 según IEC 60502-2)		
Espesor nominal / mínimo en cualquier punto	mm	2,7 / --
Diámetro nominal exterior	mm	57,1
Marca de cubierta en dos líneas diametralmente opuestas		
Peso nominal	kg/km	7515
Radio mínimo de curvatura (en servicio)	mm	880
Datos Eléctricos		
Resistencia máxima CC del conductor, a 20°C	Ohm/km	0,0283
Resistencia aprox. CA del conductor, a 90°C, 60 Hz	Ohm/km	0,0420
Inductancia	mH/km	0,320
Reactancia estrella, a 60 Hz	Ohm/km	0,121
Capacidad por fase	µF/km	0,323
Corriente de carga por fase, a U ₀ , 60 Hz	A/km	2,435
Intensidad máxima admisible en régimen permanente (**)	A	1035 (3) / 709 (4)
Temp. máx. conductor en régimen permanente / en cortocircuito	°C	90 / 250
Intensidad máxima admisible en cortocircuito adiabático (0.1/0.5/1.0 s)	kA	285 / 127 / 90

(*) Espesor de aislamiento según Especificación S24XXW000000000300 Rev.0

(**) Al aire, a 40°C / Enterrado, a 25 °C - 1,5°K·m/W - 1m (ver detalle en ANEXO)

N/A = No Aplicable

Valores nominales sujetos a las tolerancias propias de fabricación.





Firmado : M. Evangelista




Fecha : 03/03/2017

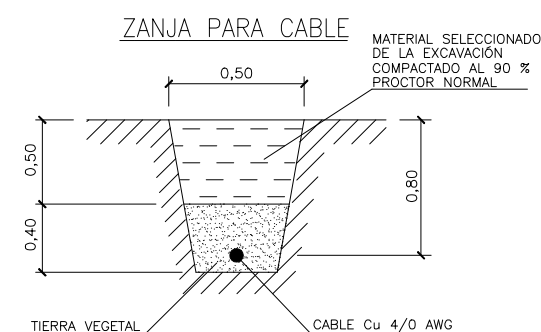
Anexo C

Rede de Terra Enterrada





SÍMBOLO	DENOMINACIÓN	CANTIDAD
	CABLE DE COBRE DESNUDO 4/0 AWG	2.296 m
	GRAPA DE ENLACE PARA 4 O 2 CABLES 4/0 AWG A ESTRUCTURA CON DOS TORNILLOS M8 SEPARADOS 40 mm	53 UNIDS.
	CONEXIÓN EN "CRUZ" CABLES DE Cu 4/0 AWG, SOLDADURA ALUMINOTÉRNICA (CADWELD)	187 UNIDS.
	CONEXIÓN EN "TEE" CABLES DE Cu 4/0 AWG, SOLDADURA ALUMINOTÉRNICA (CADWELD)	139 UNIDS.

DETALLE CONEXIÓN TÍPICA TIPO "CRUZ"			
	4/0	2/0	XBM-2020
	4/0	4/0	XBM-2020
DETALLE CONEXIÓN TÍPICA TIPO "TEE"			
	4/0	2/0	TAC-2020
	4/0	4/0	TAC-2020
DETALLE CONEXIÓN TÍPICA TIPO REMATE VERTICAL			
	2/0	VBC-2G	
	4/0	VBC-2Q	



DOCUMENTOS DE REFERENCIA

EGP.EEC.D.73.PE.W.48740.16.014.00 Plano Disposicion de Equipos Planta en Subestacion
EGP.EEC.C.24.PE.W.48740.16.086.00 Mem. Calculo Malla de Puesta a Tierra Enterrada

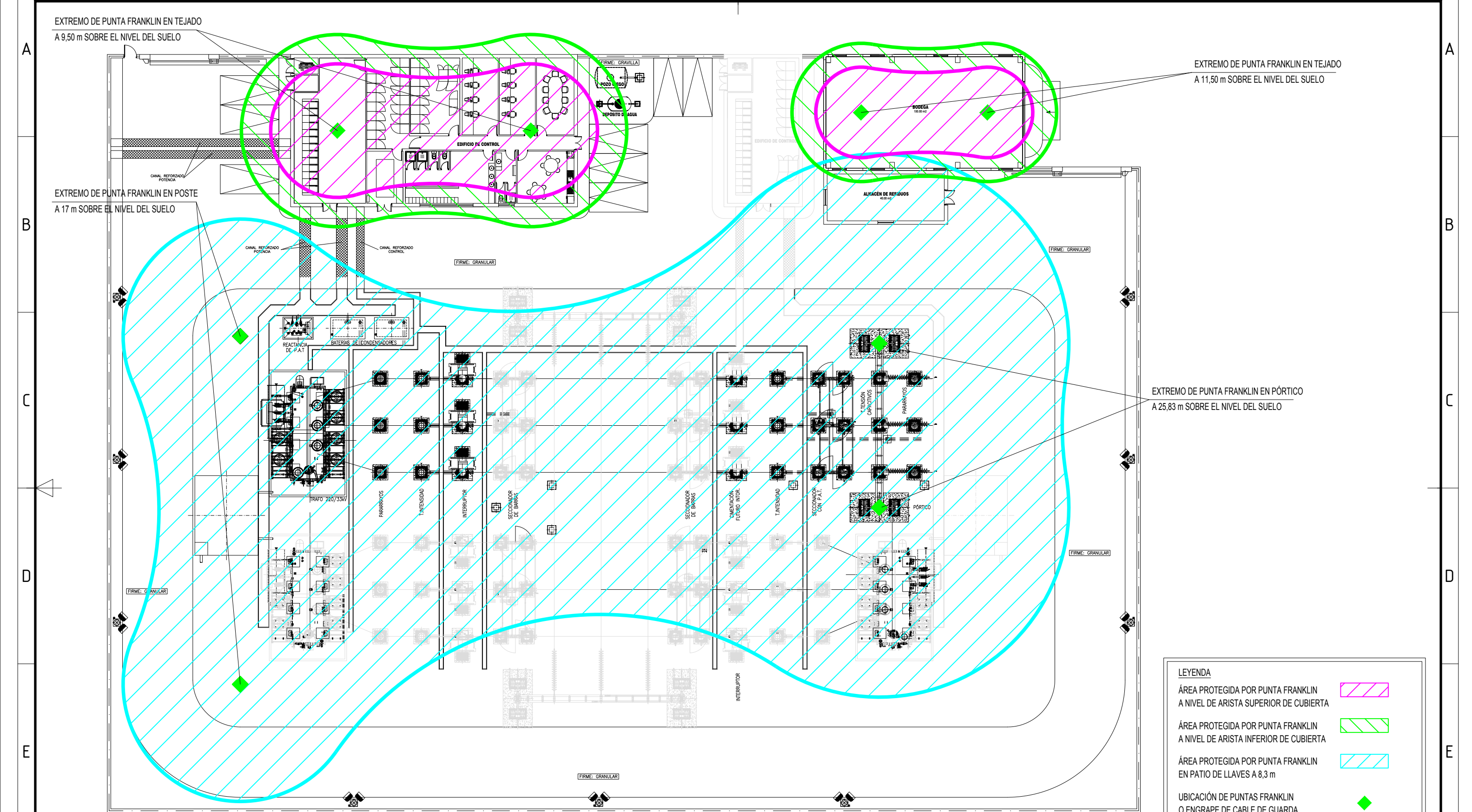
0C	03/03/2017	COMENTARIOS DE ENEL	CJR	CJR	CJR		PROJECT: SUBESTACIÓN "FLAMENCO"				 Engineering & Construction	EGP VALIDATION		UTILIZATION SCOPE					TITLE: PLANO MALLA DE PUESTA A TIERRA PLANTA Y DETALLES																
0B	07/02/2017	COMENTARIOS DE ENEL	CJR	CJR	CJR							FILE NAME:																	VALIDATED by	A. VIEYRA	VERIFIED by	H. CASTILLO			
0A	13/01/2017	EMITIDO	CJR	CJR	CJR		CLASSIFICATION					FORMAT:		SCALE:	PLOT SCALE	SHEET:	EGP CODE																		
REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	CHECKED	APPROVED		A3	1: 400				1 di / of 1		COLLABORATORS	N. BURDILES	EGP	E	E	C	D	7	3	P	E	W	4	8	7	4	0	1	6	0	9	6

This document is property of Enel Green Power SpA. It is strictly forbidden to reproduce this document, in whole or in part, and to provide to others any related information without the previous written consent by Enel Green Power SpA.

This document is property of Enel Green Power SpA. It is strictly forbidden to reproduce this document, in whole or in part, and to provide to others any related information without the previous written consent by Enel Green Power SpA.

Anexo D



Rede de Terra Aérea

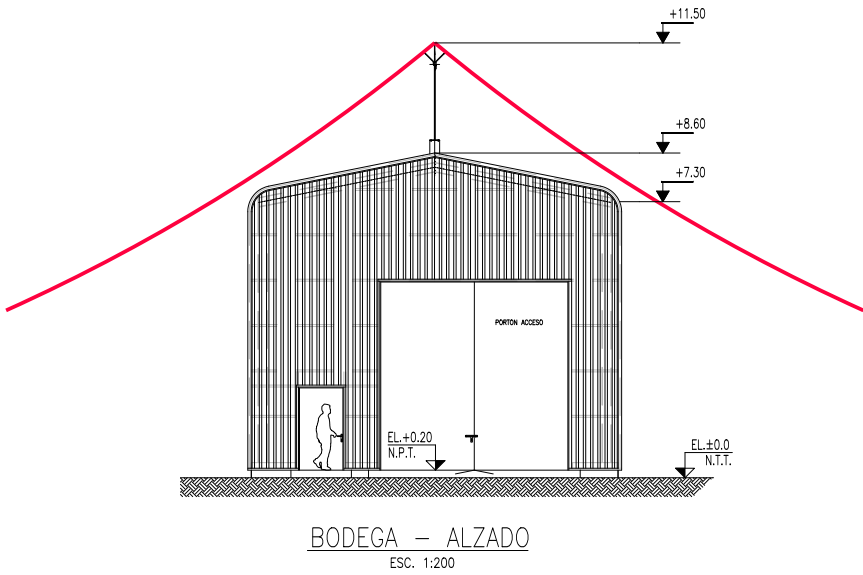
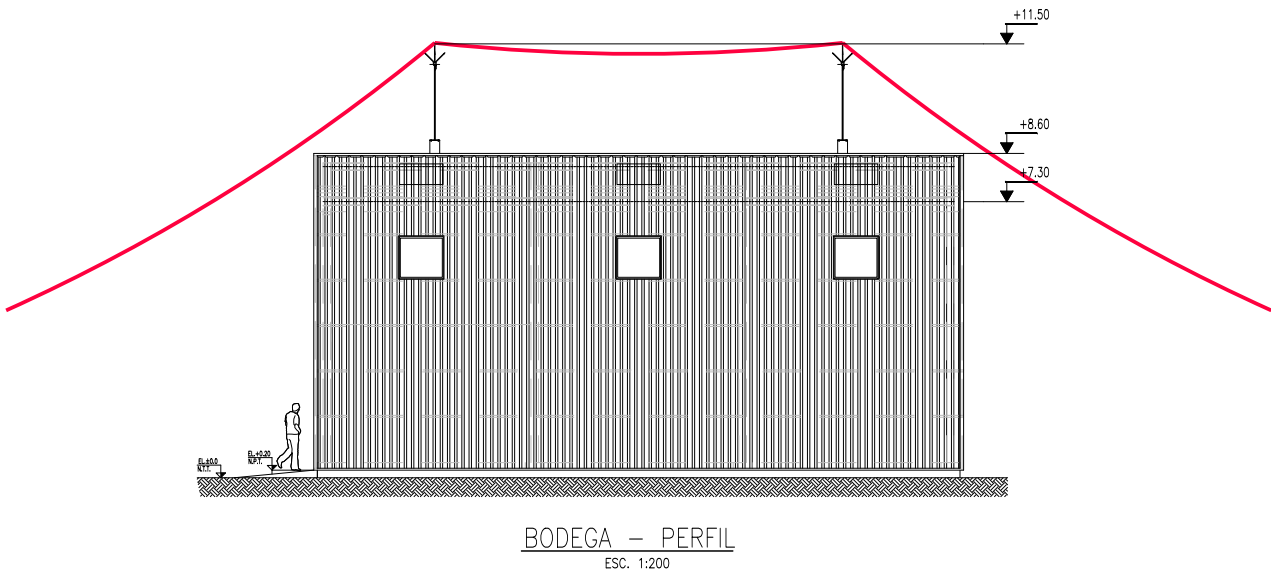
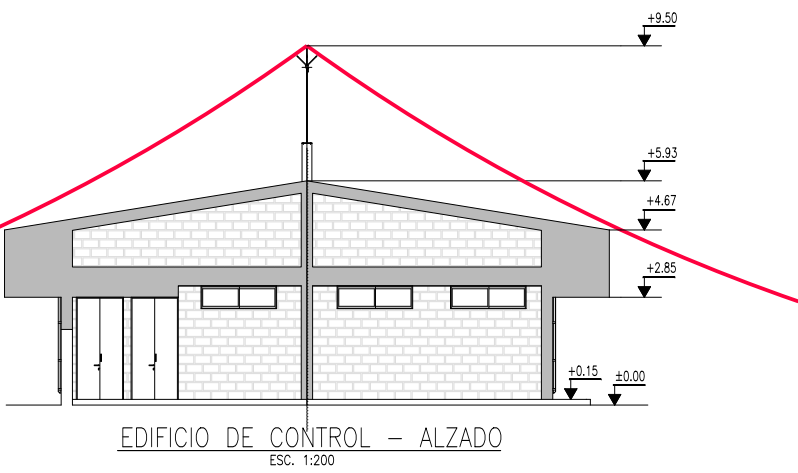
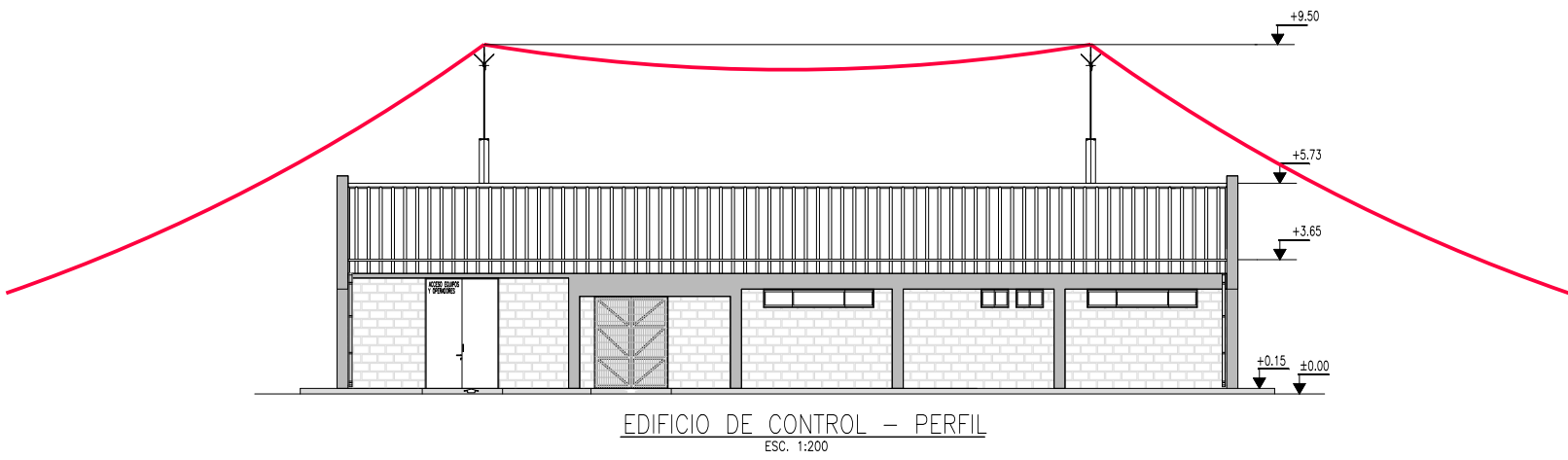


DOCUMENTOS DE REFERENCIA:

EGP.EEC.D.73.PE.W.48740.16.014.00 Plano Disposicion de Equipos Planta en Subestacion

EGP.EEC.C.24.PE.W.48740.16.087.00 Mem. Cálculo Malla de Puesta a Tierra Aérea (Apantallamiento)

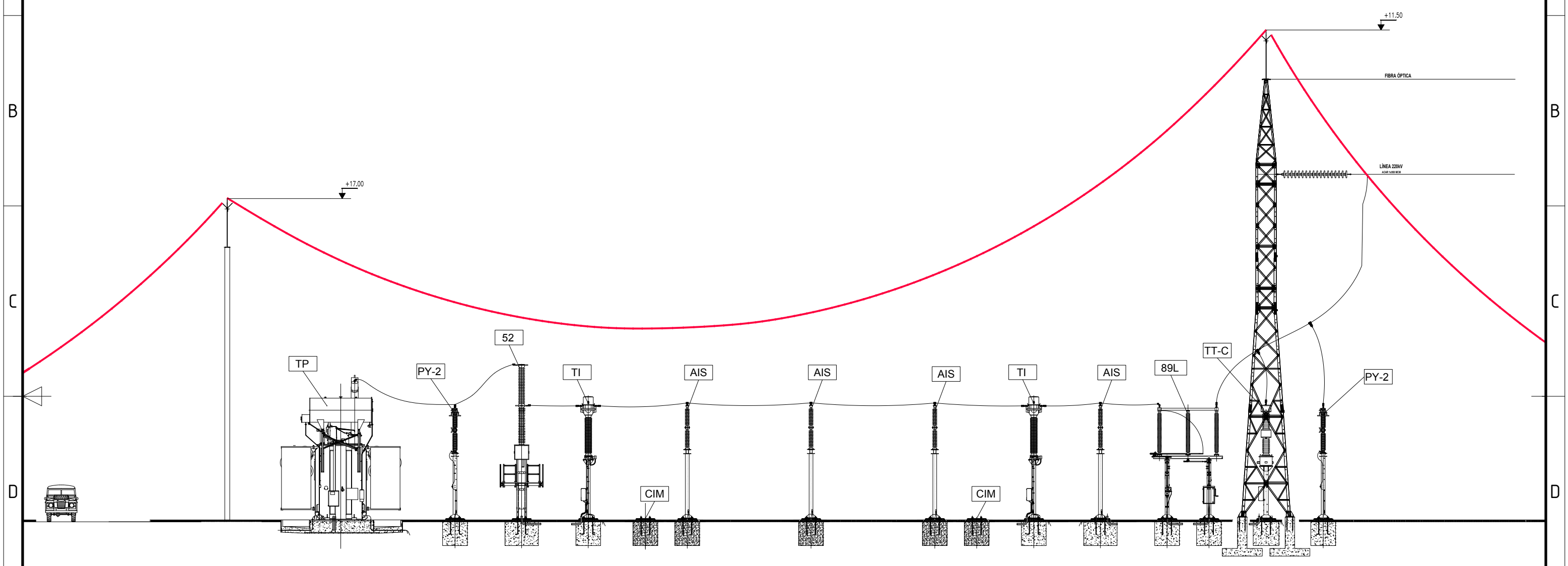
0C	08/03/2017	COMENTARIOS CJR	CJR	CJR	CJR	<div>CONTRACTOR'S LOGO</div> <div></div>	PROJECT: SUBESTACIÓN "FLAMENCO"				<div></div> <div>Engineering & Construction</div>	EGP VALIDATION		UTILIZATION SCOPE						TITLE: PLANO MALLA DE PUESTA A TIERRA AÉREA (APANTALLAMIENTO)						
0B	03/02/2017	COMENTARIOS ENEL	CJR	CJR	CJR		FILE NAME:					VALIDATED by	A. VIEYRA													VERIFIED by
0A	27/01/2017	EMITIDO	CJR	CJR	CJR		CLASSIFICATION					COLLABORATORS		N. BURDILES	EGP CODE											
REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	CHECKED	APPROVED		FORMAT:	SCALE:	PLOT SCALE	SHEET:																
							A3	1: 300		1 di / of 3																
This document is property of Enel Green Power S.p.A. It is strictly forbidden to reproduce this document, in whole or in part, and to provide to others any related information without the previous written consent by Enel Green Power S.p.A.																										



DOCUMENTOS DE REFERENCIA:
EGP.EEC.D.73.PE.W.48740.16.014.00 Plano Disposicion de Equipos Planta en Subestacion
EGP.EEC.C.24.PE.W.48740.16.087.00 Mem. Cálculo Malla de Puesta a Tierra Aérea (Apantallamiento)

LEYENDA
DELIMITACIÓN ZONA PROTEGIDA
POR PUNTA FRANKLIN

0C	08/03/2017	COMENTARIOS CJR				<div>CONTRACTOR'S LOGO</div> <div></div>	PROJECT: SUBESTACIÓN "FLAMENCO"				<div></div> <div>Engineering & Construction</div>	EGP VALIDATION		UTILIZATION SCOPE				TITLE: PLANO MALLA DE PUESTA A TIERRA AÉREA (APANTALLAMIENTO)													
		CJR	CJR	CJR	VALIDATED by							A. VIEYRA																			
0B	03/02/2017	COMENTARIOS ENEL					FILE NAME:					VERIFIED by	H. CASTILLO	EGP CODE																	
0A	27/01/2017	EMITIDO										CLASSIFICATION	FORMAT:	SCALE:	PLOT SCALE	SHEET:	COLLABORATORS	N. BURDILES	GROUP	FUNCTION	TYPE	ISSUER	COUNTRY	TEC.	PLANT			SYSTEM		PROGRESSIVE	
			CJR	CJR	CJR	A3		1: 200		2 di / of 3			EGP	EEC	D	2	4	P	EW	4	8	7	4	0	1	6	0	9	7	0	C
REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	CHECKED	APPROVED	This document is property of Enel Green Power SpA. It is strictly forbidden to reproduce this document, in whole or in part, and to provide to others any related information without the previous written consent by Enel Green Power SpA.																									





PATIO DE LLAVES – PERFIL
ESC. 1:200

DOCUMENTOS DE REFERENCIA:
EGP.EEC.D.73.PE.W.48740.16.014.00 Plano Disposicion de Equipos Planta en Subestacion
EGP.EEC.C.24.PE.W.48740.16.087.00 Mem. Cálculo Malla de Puesta a Tierra Aérea (Apantallamiento)

LEYENDA

DELIMITACIÓN ZONA PROTEGIDA
POR PUNTA FRANKLIN

0C	08/03/2017	COMENTARIOS CJR	CJR	CJR	CJR		PROJECT: SUBESTACIÓN "FLAMENCO"				 Engineering & Construction	EGP VALIDATION		UTILIZATION SCOPE				TITLE: PLANO MALLA DE PUESTA A TIERRA AÉREA (APANTALLAMIENTO)																								
0B	03/02/2017	COMENTARIOS ENEL	CJR	CJR	CJR							VALIDATED by A. VIEYRA																														
0A	27/01/2017	EMITIDO	CJR	CJR	CJR							FILE NAME:					VERIFIED by H. CASTILLO					EGP CODE																				
												CLASSIFICATION																														
REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	CHECKED	APPROVED		FORMAT: A3	SCALE: 1: 200	PLOT SCALE	SHEET: 3 di / of 3		COLLABORATORS N. BURDILES	GROUP EGP	FUNCTION EEC	TYPE D	ISSUER 2	COUNTRY 4	TEC. P	PLANT EW		SYSTEM 4		PROGRESSIVE 8		REVISION 7		0		1		6		0		9		7		0		C	
This document is property of Enel Green Power SpA. It is strictly forbidden to reproduce this document, in whole or in part, and to provide to others any related information without the previous written consent by Enel Green Power SpA.																																										

Anexo E

Esquemas Unifilares

A

B












C



D

E

F



LEYENDA PARA EQUIPOS PROYECTADOS	
SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
	SECCIONADOR DE LÍNEA CON PUESTA A TIERRA
	INTERRUPTOR DE POTENCIA
	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN CAPACITIVO
	SECCIONADOR DE BARRAS
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
	PARARRAYOS, INCLUYE CONTADOR DE DESCARGAS
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA CON REGULACIÓN BAJO CARGA
	DETECTOR DE PRESENCIA DE TENSIÓN
	FUSIBLE
	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN INDUCTIVO
	REACTANCIA DE PUESTA A TIERRA

						<div>CONTRACTOR'S LOGO</div> <div></div>	PROJECT: SUBESTACIÓN FLAMENCO				<div></div> <div>Engineering & Construction</div>	EGP VALIDATION		UTILIZATION SCOPE				TITLE: PLANO DIAGRAMA UNILINEAL 220 kV													
					FILE NAME:							VALIDATED by	A. VIEYRA															VERIFIED by	H. CASTILLO	EGP CODE	
00	29/12/2016	VÁLIDO PARA CONSTRUCCIÓN					CLASSIFICATION					COLLABORATORS		N. BURDILES		GROUP	FUNCTION	TYPE	ISSUER	COUNTRY	TEC.	PLANT		SYSTEM	PROGRESSIVE	REVISION					
REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	CHECKED	APPROVED		FORMAT:	SCALE:	PLOT SCALE	SHEET:						A3	S/E		1 di / of 1	EGP	EEC	D	24	P	EW	4	8	7	4	0	1
This document is property of Enel Green Power SpA. It is strictly forbidden to reproduce this document, in whole or in part, and to provide to others any related information without the previous written consent by Enel Green Power SpA.																															

- LEYENDA
- 52

INTERRUPTOR AUTOMÁTICO
- 57

SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA
- 89

SECCIONADOR
- 2

DISCORDANCIA DE POLOS
- 3

SUPERVISION DE BOBINAS
- 21

PROTECCION DE DISTANCIA
- 25

RELE DE VERIFICACION DE SINCRONISMO
- 26

TERMOMETRO TEMPERATURA DEL ACEITE
- 27

PROTECCION MINIMA TENSION
- 46

DESEQUILIBRIO DE INTENSIDADES
- 49

PROTECCION DE MAGEN TERMICA
- 50-51

PROTECCION SOBREENTENSIDAD DE FASES
- 50N-51N

PROTECCION SOBREENTENSIDAD DE NEUTRO
- 50BF

PROTECCION DE FALLO DE INTERRUPTOR
- 59

PROTECCION MAXIMA TENSION
- 59N

PROTECCION MAXIMA TENSION HOMOPOLAR
- 63B

RELE BUCHHOLZ
- 63L

LIBERADOR DE PRESION
- 67

PROTECCION DIRECCIONAL DE FASES
- 67N

PROTECCION DIRECCIONAL DE NEUTRO
- 79

RELE DE REENGANCHE
- 81

PROTECCION MAXIMA/MINIMA FRECUENCIA
- 86

RELE DE DISPARO CON BLOQUEO
- 87T

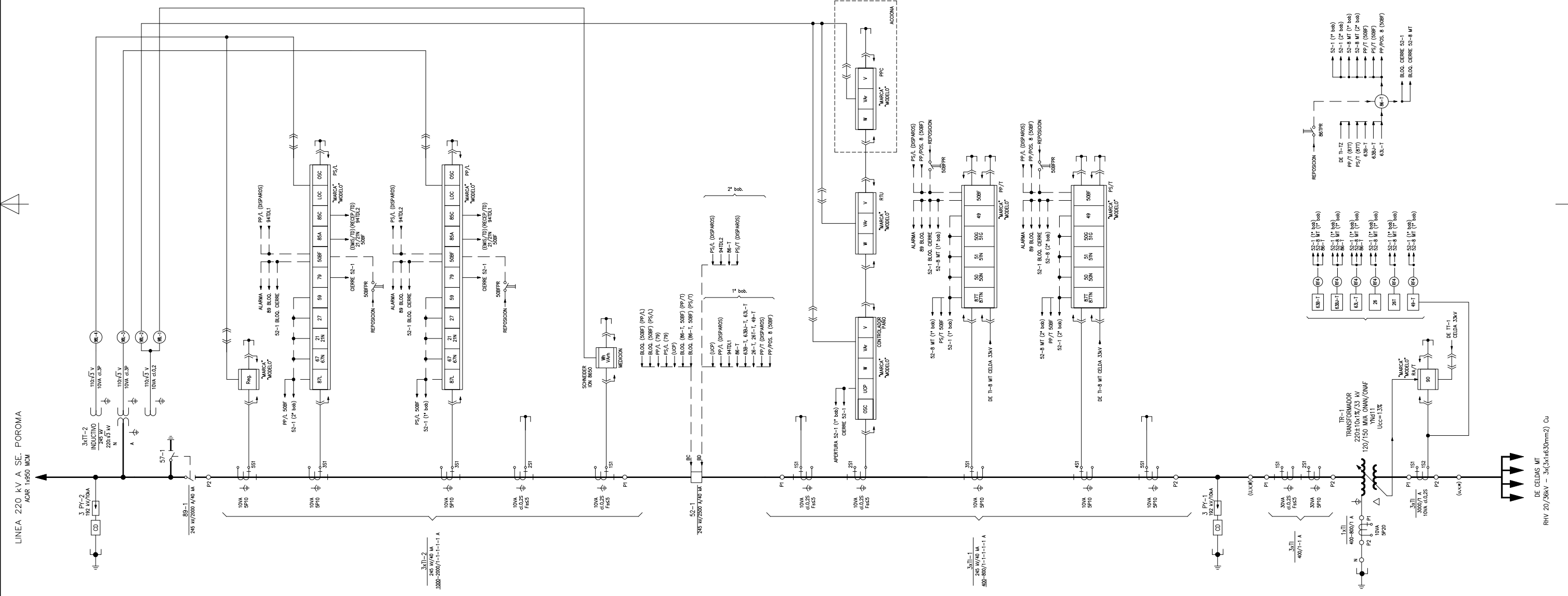
PROTECCION DIFERENCIAL TRANSFORMADOR
- 87L

PROTECCION DIFERENCIAL DE LINEA
- 90

REGULADOR DE TENSION
- 98

INTERRUPTOR MAGNETOTERMICO
- 90SF6

SEGUNDA ALARMA DE PERDIDA SF6



00	27-01-17	VÁLIDO PARA CONSTRUCCIÓN	CJR	CJR
REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	CHECKED
				APPROVED

CONTRACTOR'S LOGO

CJR

RENEWABLES

PROJECT:
SUBESTACIÓN FLAMENCO

FILE NAME:

CLASSIFICATION

FORMAT:SCALE: PLOT SCALE SHEET:
01 di / of 03

enel

Green Power

Engineering & Construction

EGP VALIDATION

VALIDATED by
A. VIEYRA

VERIFIED by
H. CASTILLO

COLLABORATORS
N. BURDILES

UTILIZATION SCOPE						TITLE: PLANO DIAGRAMA UNILINEAL 220 kV										
EGP CODE																
GROUP	FUNCTION	TYPE	ISSUER	COUNTRY	TEC.	PLANT					SYSTEM		PROGRESSIVE		REVISION	
EGP	EEC	D	24	P	EW	4	8	7	4	0	1	6	1	5	1	00
Isolated information without the previous written consent by Enel Green Power S.p.A.																

A

B

C



E

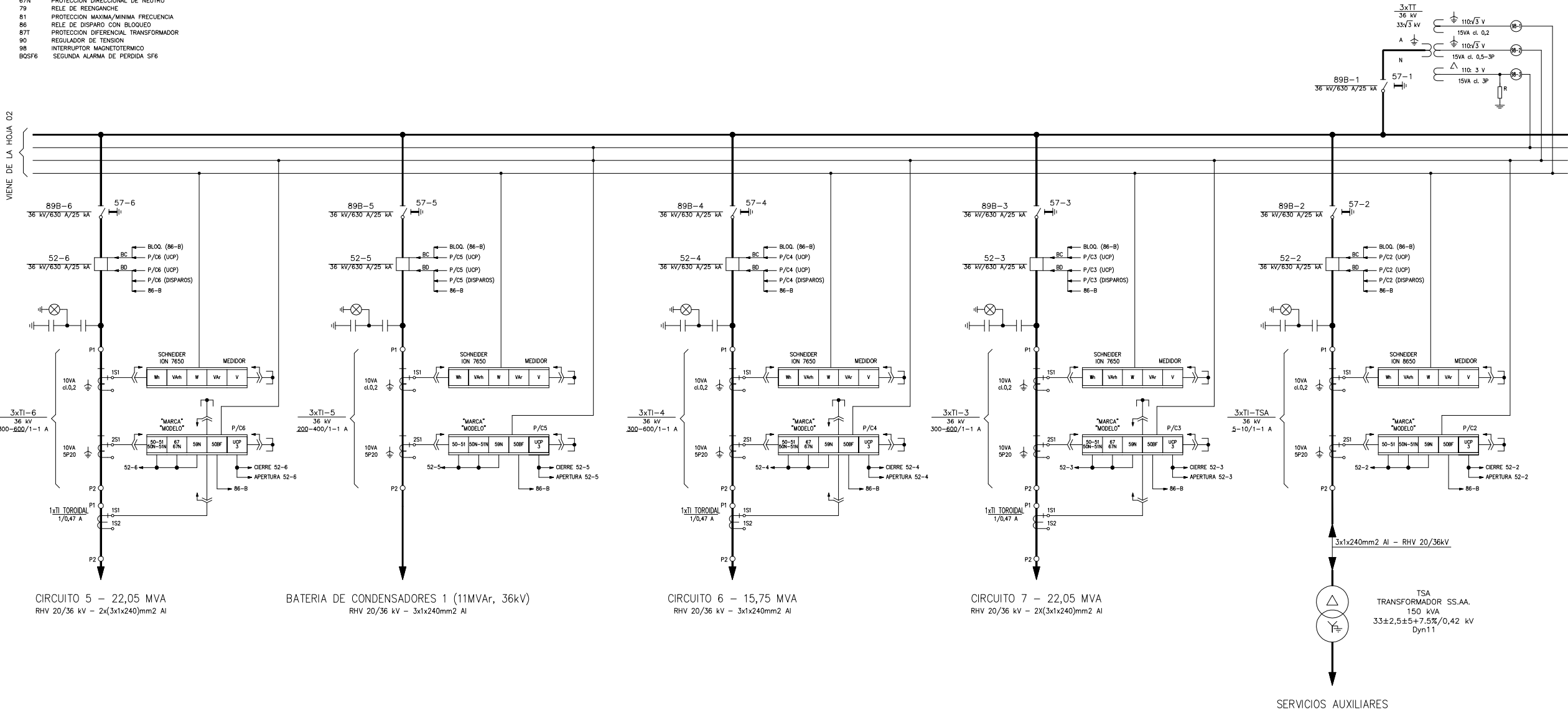
F



CARACTERISTICAS BASICAS DEL DISEÑO

SISTEMA 33 kV	
TENSION DE SERVICIO	33 kV
TENSION MAS ELEVADA PARA EL MATERIAL	36 kV
NIVEL BASICO DE IMPULSO	170 kV
TENSION FRECUENCIA INDUSTRIAL 1 MINUTO	70 kV
REGIMEN DE NEUTRO	P.A.T A TRAVES DE REACTANCIA
INTENSIDAD NOMINAL BARRAS	2500 A
INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO NOMINAL	25 kA
DURACION DE CORTOCIRCUITO	1 s
TENSION DE CIRCUITOS AUXILIARES	400/230 Vca

LEYENDA

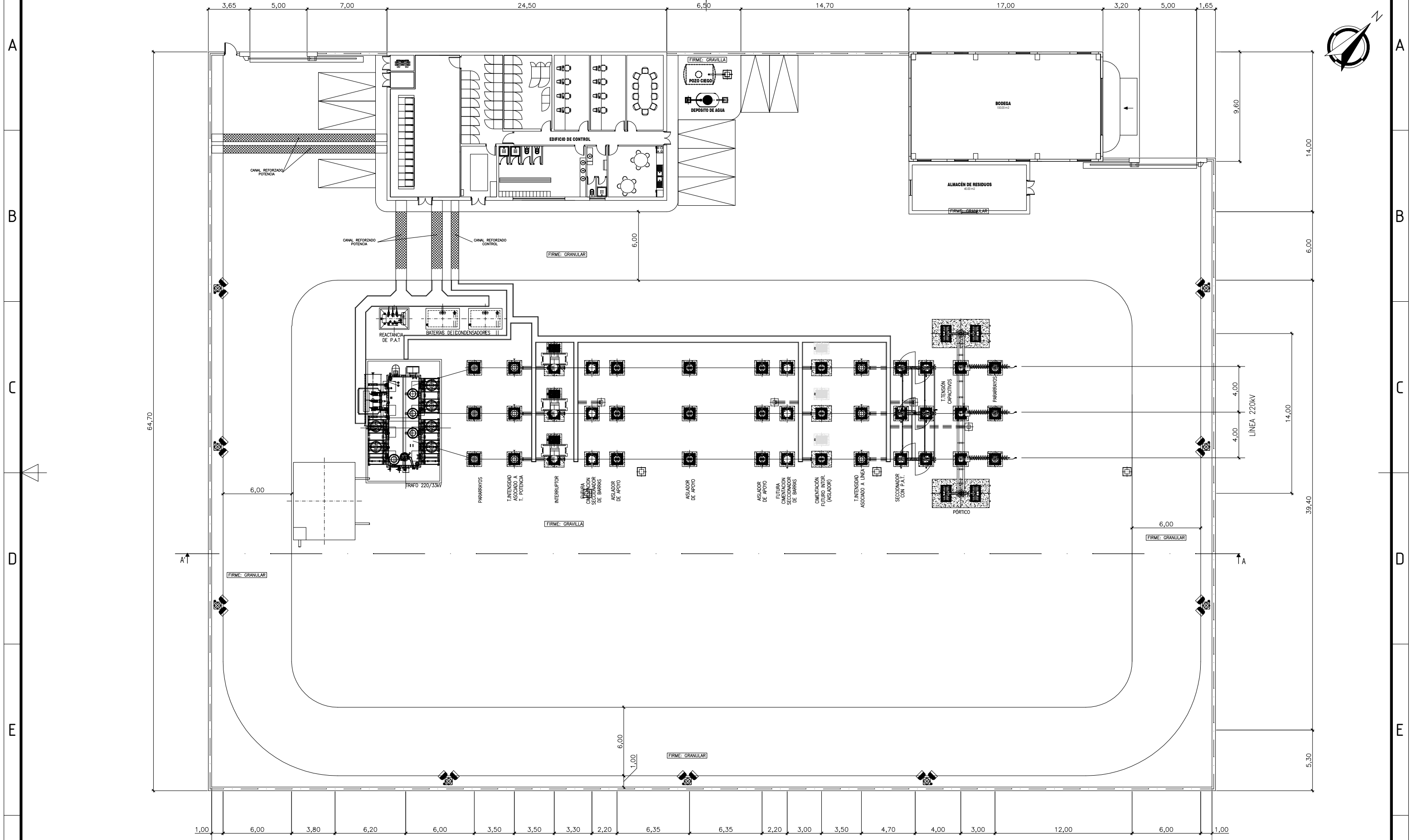
52	INTERRUPTOR AUTOMATICO
57	SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA
89	SECCIONADOR
2	DISCORDANCIA DE POLOS
3	SUPERVISION DE BOBINAS
21	PROTECCION DE DISTANCIA
25	RELE DE VERIFICACION DE SINCRONISMO
26	TERMOMETRO TEMPERATURA DEL ACEITE
27	PROTECCION MINIMA TENSION
46	DESEQUILIBRIO DE INTENSIDADES
49	PROTECCION DE IMAGEN TERMICA
50-51	PROTECCION SOBREENTENSIDAD DE FASES
50N-51N	PROTECCION SOBREENTENSIDAD DE NEUTRO
50BF	PROTECCION DE FALLO DE INTERRUPTOR
59	PROTECCION MAXIMA TENSION
59N	PROTECCION MAXIMA TENSION HOMOPOLAR
63B	RELE BUCHHOLZ
63L	LIBERADOR DE PRESION
67	PROTECCION DIRECCIONAL DE FASES
67N	PROTECCION DIRECCIONAL DE NEUTRO
79	RELE DE REENGANCHE
81	PROTECCION MAXIMA/MINIMA FRECUENCIA
86	RELE DE DISPARO CON BLOQUEO
87	PROTECCION DIFERENCIAL TRANSFORMADOR
90	REGULADOR DE TENSION
98	INTERRUPTOR MAGNETOTERMICO
BQSFB6	SEGUNDA ALARMA DE PERDIDA SF6



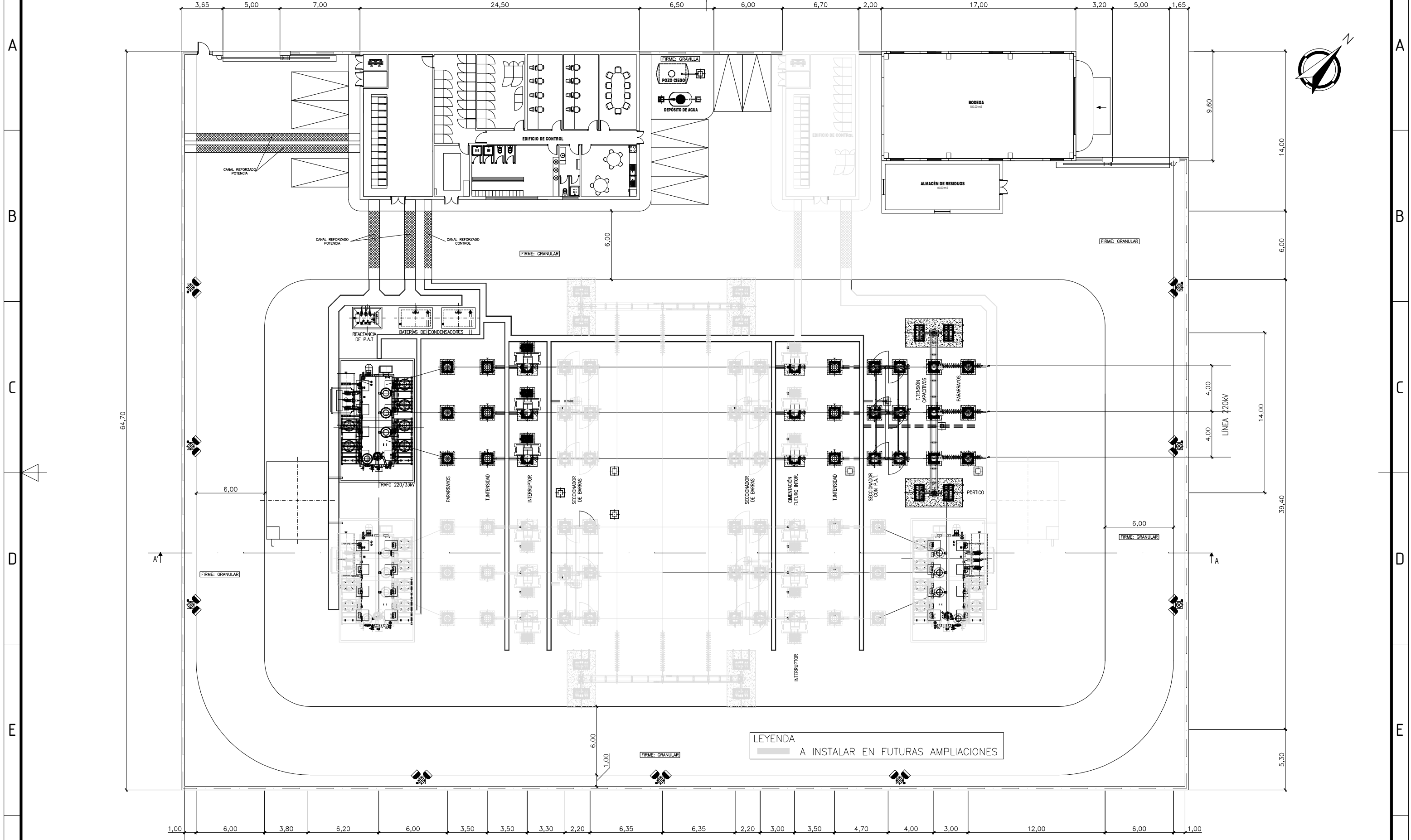
						<div>CONTRACTOR'S LOGO</div> <div></div>	PROJECT: SUBESTACIÓN FLAMENCO				<div> Engineering & Construction</div>	EGP VALIDATION		UTILIZATION SCOPE				TITLE: PLANO DIAGRAMA UNILINEAL 220 kV							
01	27-01-17	VÁLIDO PARA CONSTRUCCION	CJR	CJR	CJR		FILE NAME:					VALIDATED by	A. VIEYRA												
00	03-01-17	VÁLIDO PARA CONSTRUCCIÓN	CJR	CJR	CJR		CLASSIFICATION					VERIFIED by	H. CASTILLO	EGP CODE											
REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	CHECKED	APPROVED		FORMAT:	SCALE:	PLOT SCALE	SHEET: 03 di / of 03		COLLABORATORS	N. BURDILES	GROUP	FUNCTION	TYPE	ISSUER	COUNTRY	TEC.	PLANT	SYSTEM	PROGRESSIVE	REVISION		
												EGP	EEC	D	24	P	EW	48	74	01	61	51	01		
This document is property of Enel Green Power SpA. It is strictly forbidden to reproduce this document, in whole or in part, and to provide to others any related information without the previous written consent by Enel Green Power SpA.																									



Anexo F

***Layout* elétrico**



--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--



						<div>CONTRACTOR'S LOGO</div> <div></div>			PROJECT: SUBESTACIÓN "FLAMENCO"				<div> Engineering & Construction</div>		EGP VALIDATION		UTILIZATION SCOPE				TITLE: DISPOSICIÓN DE EQUIPOS PLANTA EN SUBESTACIÓN									
				VALIDATED by A. VIEYRA																										
				FILE NAME:					VERIFIED by H. CASTILLO		EGP CODE																			
CLASSIFICATION																														
FORMAT:		SCALE:		PLOT SCALE					SHEET:																					
A3		1: 300				3 di / of 3																								
This document is property of Enel Green Power SpA. It is strictly forbidden to reproduce this document, in whole or in part, and to provide to others any related information without the previous written consent by Enel Green Power SpA.																														

00	13/01/2017	VÁLIDO PARA CONSTRUCCIÓN	CJR	CJR	CJR
REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	CHECKED	APPROVED

1		2		3		4		5		6		7		8	
---	--	---	--	---	--	---	--	---	--	---	--	---	--	---	--

EGP	EEC	D	7	3	P	EW	4	8	7	4	0	1	6	0	1	4	0	0
-----	-----	---	---	---	---	----	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---